

UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA II ETSARI

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR:

LUIS GERARDO MACANCELA ZHUMI

DIRECTOR:

Ing. JUAN UGALDEDELGADO

TUTORES –CENTROSUR:

Ing. PATRICIO QUITUISACA ASTUDILLO

Ing. LUIS URDIALESFLORES

Cuenca, Junio del 2012

RESUMEN

La crisis energética mundial, ha propiciado el desarrollo de nuevas tecnologías para la generación eléctrica que no dependan de los combustibles fósiles, una de ellas es la generación fotovoltaica.

La falta de cobertura de las redes eléctricas dentro del territorio ecuatoriano, ha impulsado la implementación de los sistemas fotovoltaicos aislados, principalmente para electrificar a comunidades que por razones geográficas no han podido ser atendidas con el servicio de energía eléctrica.

En el capítulo I, se hace un estudio general de la energía solar fotovoltaica, destacando principalmente, la descripción del fenómeno de conversión fotovoltaico.

En el capítulo II, se describen cada uno de los componentes, que en conjunto forman un sistema fotovoltaico.

En el capítulo III, se realiza el análisis de los aspectos técnicos y la descripción del método de cálculo empleado para el diseño de los sistemas fotovoltaicos implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

En el capítulo IV, se efectúa el diagnóstico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, la verificación del cumplimiento de la normativa para los diferentes componentes de un sistema fotovoltaico y las recomendaciones para su actualización.

En el capítulo V, se describe la operación de un Sistema Fotovoltaico, los tipos de fallas que ocurren durante la operación, y el mantenimiento que se recomienda proporcionar a cada elemento del sistema.

En el capítulo VI, se determina el grado de satisfacción de los beneficiarios del sistema fotovoltaico, finalmente se presentan los beneficios y problemas por resolver en los sistemas fotovoltaicos implementados.

CONTENIDO

RESUMEN.....	2
CONTENIDO.....	3
CAPÍTULO I.....	18
LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
1.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	19
1.1.1 LA RADIACIÓN SOLAR.....	19
1.1.1.1 TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR	20
1.1.2 LA MASA DE AIRE (AM).....	21
1.1.3 EL ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO	22
1.1.4 EL EFECTO FOTOVOLTAICO	24
1.1.4.1 EXPLICACIÓN TEÓRICA DEL EFECTO FOTOVOLTAICO	24
1.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	26
1.2.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	26
1.2.2 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO.....	28
1.2.3 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA.....	30
1.2.4 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ECUADOR.....	31
1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ECUADOR	32
1.3.1 PROBLEMAS ENERGÉTICOS NO RESUELTOS EN EL ECUADOR.....	33
1.4 DISPONIBILIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA AMAZONIA	34
1.4.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA AMAZONÍA	37
1.5 ELECTRIFICACIÓN RURAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.....	38
1.6 PROYECTOS REALIZADOS EN ECUADOR.....	41
CAPÍTULO II.....	44
EL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES.....	44
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	45
2.1.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS (SFVA).....	45
2.1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFVC)	46
2.1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS (SFVH).....	46
2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO	47
2.2.1 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN	47
2.2.1.1 LA CELDA FOTOVOLTAICA	47
2.2.1.1.1 FUNCIONAMIENTO DE LA CELDA FOTOVOLTAICA	48
2.2.1.1.2 LA UNIÓN P-N	49
2.2.1.1.3 EFECTO DE LA LUZ EN LA UNIÓN N-P	51
2.2.1.1.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR.....	52

2.2.1.1.5 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS	53
2.2.1.1.6 INTERCONEXIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	54
2.2.1.2 ESTRUCTURA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	55
2.2.1.2.1 PARTES QUE FORMAN UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	56
2.2.1.2.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	57
2.2.1.1.5 CURVA CORRIENTE-VOLTAJE DE LA CELDA SOLAR	58
2.2.1.2.3 EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR Y LA TEMPERATURA.....	59
2.2.2 SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN O BANCO DE BATERÍAS.....	59
2.2.2.1 LAS BATERÍAS.....	60
2.2.2.1.1 ESTRUCTURA DE UNA BATERÍA.....	60
2.2.2.1.2 CONEXIONADO INTERNO DE LAS CELDAS.....	61
2.2.2.1.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS BATERÍAS	61
2.2.2.2 LAS BATERÍAS SOLARES.....	63
2.2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS SOLARES.....	63
2.2.2.2.2 TIPOS DE BATERÍAS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS.....	64
2.2.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN	64
2.2.3.1 CONTROL EN PARALELO.....	66
2.2.3.2 CONTROL EN SERIE	66
2.2.4 SUBSISTEMA DE CARGAS DE CONSUMO	67
2.2.4.1 CARGAS EN CORRIENTE ALTERNA	67
2.2.4.2 CARGAS EN CORRIENTE CONTINUA	68
2.2.4.3 ELEMENTOS DE ILUMINACIÓN EN CC Y CA.....	68
2.2.4.3.1 LÁMPARAS FLUORESCENTES	68
2.2.4.3.2 LÁMPARA FLUORESCENTE COMPACTA (LCF)	69
2.2.4.3.3 LUMINARIAS TIPO LED	70
2.2.4.3.4 LÁMPARAS DE INDUCCIÓN	71
2.2.5 EL INVERSOR O CONVERTIDOR CC/CA	72
2.2.6 LOS CABLES DE CONEXIÓN.....	72
2.2.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....	73
2.2.7 COMPONENTES ADICIONALES	74
2.2.7.1 CAJETINES DE CONEXIÓN	74
2.2.7.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE	75
2.2.8 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	75
2.2.8.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES.....	76
2.2.9 PUESTA A TIERRA	76
2.2.9.1 VARILLAS DE PUESTA A TIERRA	77

CAPÍTULO III	78
ASPECTOS TÉCNICOS Y DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS	78
3.1 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR	79
3.1.1 EL PIRANÓMETRO	79
3.1.2 EL PIRHELIÓMETRO	80
3.1.3 EL ACTINÓGRAFO	81
3.1.4 EL HELIÓGRAFO	82
3.1.5 LA CELDA FOTOELÉCTRICA	82
3.2 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	83
3.3 ANÁLISIS DE SOMBRAS	84
3.4 GEOMETRÍA SOLAR	85
3.5 DISEÑO DEL SFD PARA EL PROYECTO “YANTSA II ETSARI”	88
3.5.1 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	88
3.5.2 VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA	90
3.5.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	90
3.5.3.1 CÁLCULOS REALIZADOS	91
3.5.4 ENERGÍA DIARIA NECESARIA	91
3.5.5 ESTIMACIÓN DE CARGAS: CASO MÁS DESFAVORABLE	93
3.5.6 NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NECESARIOS	93
3.5.7 CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍAS	93
3.5.8 CAPACIDAD DEL REGULADOR DE CARGA E INVERSOR	94
3.5.9 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES	95
3.5.9.1 CÁLCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR EN FUNCIÓN DE LA CAIDA DE VOLTAJE	95
3.5.9.2 CÁLCULO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR	96
3.5.9.3 CÁLCULO DE LA CAIDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS	98
3.5.10 DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES	102
CAPÍTULO IV	104
DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO “YANTSA II ETSARI”	104
4.1 EL PROYECTO “YANTSA II ETSARI”	105
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA “NORMATIVA PARA LOS DIFERENTES ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SFD”	107
4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO IMPLEMENTADO	107
4.3.1 USOS DE LA ENERGÍA	108
4.3.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SFD IMPLEMENTADO	108
4.4 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE LOS SFD	109
4.4.1 ARMADO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE	109

4.4.2 UBICACIÓN Y PARADA DEL POSTE	110
4.4.2.1 MÁSTIL COLOCADO AL EXTERIOR DE LA VIVIENDA	110
4.4.2.2 MÁSTIL MÁS UN POSTE DE MADERA.....	111
4.4.2.3 MÁSTIL ADOSADO A LA PARED O SOBRE EL TECHO DE LA VIVIENDA	111
4.4.2.4 POSTES	112
4.4.3 CONEXIÓN ELÉCTRICA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	112
4.4.4 INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERIORES.....	113
4.4.5 DESCRIPCIÓN DEL GABINETE	114
4.4.5.1 GABINETE CERRADO EMPLAZADO AL EXTERIOR DE LA VIVIENDA	114
4.4.5.2 GABINETE CERRADO EMPLAZADO AL INTERIOR DE LA VIVIENDA.....	115
4.4.5.3 EQUIPOS INSTALADOS EN TABLEROS EXPUESTOS.....	116
4.4.6 INSTALACIÓN DE LA BATERÍA	116
4.4.7 CONEXIÓN A TIERRA.....	117
4.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS EQUIPOS SOLICITADOS SEGÚN LA NORMATIVA Y LOS EQUIPOS INSTALADOS	117
4.6 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL SFD	127
4.6.1 MODULO FOTOVOLTAICO	127
4.6.2 REGULADOR DE CARGA.....	127
4.6.3 BATERIA	127
4.6.4 CARGAS ELÉCTRICAS.....	128
4.6.5 INVERSOR.....	128
4.7 INFORME TÉCNICO DE INSTALACIÓN	128
4.7.1 ESTRUCTURA DE LA BASE PERSONAL	129
4.7.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS INSTALADOS.....	129
4.7.3 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	130
4.7.4 MEDICIONES Y VERIFICACIONES.....	130
4.8. PROPUESTA PARA REALIZAR EL DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LOS SFD MEDIANTE LA INSPECCIÓN VISUAL DEL SISTEMA	132
4.8.1 INSPECCIÓN DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	132
4.8.2 INSPECCIÓN DE LAS BATERÍAS	133
4.8.3 INSPECCIÓN DEL REGULADOR	134
4.8.4 INSPECCIÓN DEL INVERSOR	134
4.8.5 INSPECCIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS, LUMINARIAS	135
4.8.6 INSPECCIÓN DEL CABLEADO Y ACCESORIOS.....	135
4.8.7 INSPECCIÓN DE LAS PROTECCIONES	136
4.8.8 INSPECCIÓN DEL MASTIL Y LA ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	136
4.9. DIAGNOSTICO DE CAMPO DE LOS SFD IMPLEMENTADOS	136
4.9.1 DE LA INSPECCIÓN DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	137
4.9.2 DE LA INSPECCIÓN DE LAS BATERÍAS	137

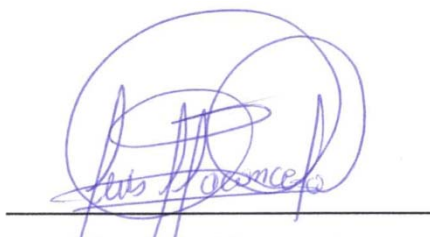
4.9.3 DE LA INSPECCIÓN DEL REGULADOR.....	138
4.9.4 DE LA INSPECCIÓN DEL INVERSOR.....	138
4.9.5 DE LA INSPECCIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS, LUMINARIAS	139
4.9.6 DE LA INSPECCIÓN DEL CABLEADO Y ACCESORIOS	139
4.9.7 DE LA INSPECCIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	140
4.9.8 DE LA INSPECCIÓN DEL MASTIL Y LA ESTRUCTURA DE SOPORTE	140
4.9.9 DE LA INSPECCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	141
4.10 OBTENCIÓN DE DATOS REGISTRADOS EN LOS SFD.....	142
4.11 COMPARACIÓN ENTRE EL DISEÑO PROPUESTO E IMPLEMENTADO	143
4.12 VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA	145
4.13 PROPUESTA DE NORMATIVA TÉCNICA ACTUALIZADA.....	149
CAPÍTULO V	160
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SFD.....	160
5.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	161
5.1.1 OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA	161
5.1.1.1 OPERACIÓN NORMAL EN CARGA	161
5.1.1.2 OPERACIÓN NORMAL EN REPOSO.....	162
5.1.1.3 OPERACIÓN NORMAL EN DESCARGA.....	162
5.1.1.3.1 OPERACIÓN EN ESPERA POR RECARGA	162
5.1.2 OPERACIÓN EN PARADA POR AVERÍA O MANTENIMIENTO.....	163
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS.....	163
5.2.1 FALLAS HUMANAS	163
5.2.1.1 FALLAS TÍPICAS POR INTERVENCIÓN HUMANA	164
5.2.1.2. CAUSAS PRINCIPALES DE FALLAS POR FACTORES HUMANOS	164
5.2.2 FALLAS TÉCNICAS.....	165
5.2.2.1 FALLAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	165
5.2.2.2 FALLAS DE LA BATERÍA	165
5.2.2.3 FALLAS DEL REGULADOR DE CARGA	165
5.2.2.4 FALLAS DE LAS LÍNEAS DE CONEXIÓN	166
5.2.2.5 DEPENDENCIAS ENTRE ELEMENTOS DEL SISTEMA	166
5.3 MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	166
5.3.1 MANTENIMIENTO DE LA PUESTA A TIERRA.....	168
5.3.2 MANTENIMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	168
5.3.3 MANTENIMIENTO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE	169
5.3.4 MANTENIMIENTO DE LA BATERÍA	170
5.3.5 MANTENIMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA	171
5.3.6 MANTENIMIENTO DEL INVERSOR	172

5.3.7 MANTENIMIENTO DE LA CARGA	173
5.3.8 MANTENIMIENTO DEL CABLEADO Y ACCESORIOS	173
CAPÍTULO VI	175
GRADO DE SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES, BENEFICIOS Y PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS SFD IMPLEMENTADOS	175
6.1 GRADO DE SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES CON SFD	176
6.1.1 ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DEL CLIENTE CON SFD	176
6.1.1.1 COMPOSICIÓN DEL NÚCLEO FAMILIAR.....	177
6.1.1.2 ACTIVIDAD ECONÓMICA MÁS RELEVANTE DEL JEFE DEL HOGAR	177
6.1.1.3 MEDIO DE ILUMINACIÓN ANTES DE LOS SFV.....	179
6.1.1.4 USO DE LA ENERGÍA DEL SFV	180
6.1.1.5 ARTEFACTOS EXISTENTES Y ASPIRACIONES FUTURAS	181
6.1.1.6 IMPACTO DE LOS SFV EN SU MODO DE VIDA.....	183
6.1.1.7 USOS DE LA ENERGÍA EN LA NOCHE	184
6.1.1.8 AVANCES SOCIOECONÓMICOS	185
6.1.1.9 SUMINISTRO ELÉCTRICO	187
6.1.1.10 PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS SFV	191
6.2 BENEFICIOS DE LOS SFD	193
6.3 PROBLEMAS POR RESOLVER.....	195
6.3.1 PROBLEMAS SOCIALES	196
6.3.2 PROBLEMAS ORGANIZACIONALES	196
6.3.3 PROBLEMAS AMBIENTALES	197
6.3.3.1 MAL MANEJO DE LOS DESECHOS	197
6.3.3.2 PROBLEMAS DE FLORA Y FAUNA	197
6.3.4 PROBLEMAS POR RESOLVER EN LOS SFD INSTALADOS	198
6.3.4.1 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	198
6.3.4.2 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS AL COMITÉ DE ELECTRIFICACIÓN.....	199
6.3.4.3 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS TÉCNICOS AL COMITÉ DE ELECTRIFICACIÓN.	199
6.3.4.4 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL SFD	200
CAPÍTULO VII	204
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	204
7.1 CONCLUSIONES.....	204
7.2 RECOMENDACIONES	206

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	208
Bibliografía.....	208
DIRECCIONES ELECTRÓNICAS	210
 ANEXOS	211
ANEXO 1	211
ANEXO 2	213
ANEXO 3	225
ANEXO 4	230

CERTIFICACIÓN

Yo, Luis Gerardo Macancela Zhumi, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

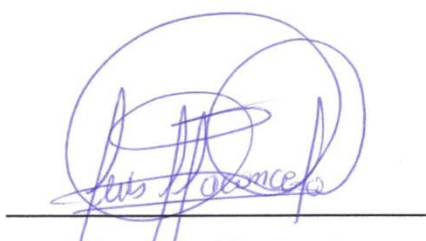


Luis Gerardo Macancela Zhumi

0301919627

CERTIFICACIÓN

Yo, Luis Gerardo Macancela Zhumi, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

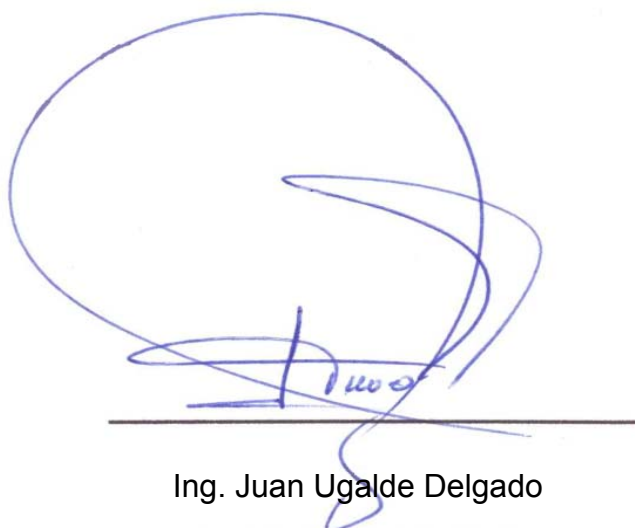


Luis Gerardo Macancela Zhumi

0301919627

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis fue elaborado por Luis Gerardo Macancela Zhumi, bajo mi dirección.



Ing. Juan Ugalde Delgado
DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis fue elaborado por Luis Gerardo Macancela Zhumi, bajo mi tutoría.



Ing. Patricio Quituisaca Astudillo

TUTOR - CENTROSUR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis fue elaborado por Luis Gerardo Macancela Zhumi, bajo mi tutoría.



Ing. Luis Urdiales Flores

TUTOR - CENTROSUR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios todopoderoso por regalarme la vida y poder culminar mis estudios universitarios.

A los ingenieros: Juan Ugalde, director de tesis; Patricio Quituisaca y Luis Urdiales, tutores, por su colaboración en la revisión y por el apoyo profesional brindado durante la realización de esta tesis.

A los ingenieros; Jaime Matute y Ángel Sánchez, UER-CENTROSUR, por compartir sus conocimientos y experiencias en sistema fotovoltaicos.

A todos aquellos quienes con su apoyo me han ayudado a la consecución de mi trabajo de tesis de graduación.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a las personas más especiales que han estado conmigo cuando más los he necesitado, brindándome su apoyo incondicional y por creer que puedo lograr mis metas propuestas.

A mis padres José Antonio y Rosa Elena, a mis abuelitos Miguel Ángel (+) y Zoila Mercedes, por su apoyo durante toda mi vida estudiantil, y por brindarme sus sabios consejos.

A mi esposa Paola, por formar parte de mi vida y brindarme su apoyo durante la realización de la tesis.

A mis hermanos, por apoyarme en todas mis decisiones.

GLOSARIO

SFv: Sistema Fotovoltaico.

SFA: Sistemas Fotovoltaicos Aislado o Autónomo.

SFVC: Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red.

SFVH: Sistemas Fotovoltaicos Híbridos.

SFD: Sistema Fotovoltaico Domiciliario.

SFVR: Solar Fotovoltaica Residencial.

FEDETA: Fundación Ecuatoriana de Tecnología Apropiada.

NBI: Necesidades Básicas Insatisfechas.

CENTROSUR: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

IEA: International Energy Agency.

PVPS: Photovoltaic Power System Programme.

FIT: Feed-In Tariffs, (primas en las tarifas de electricidad fotovoltaica).

DS: Día Solar.

cSi: Estructura cristalina o monocristalino.

pSi: Estructura poli-cristalina.

PdD: Profundidad de Descarga.

LEU: Life Energy Unit.

CdC: Control de Carga.

ASIF: Asociación de la Industria Fotovoltaica.

CAPÍTULO I

LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA

El Sol es una estrella cuya superficie se encuentra a una temperatura media de 5500°C, y debido a complejas reacciones que producen una pérdida de masa, esta se convierte en energía, la misma es liberada y transmitida al exterior mediante la denominada radiación solar.

La energía se emite en todas las direcciones y longitudes de onda visible, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. El 40% está en la parte visible del espectro, el 50% es infrarrojo y el resto ultravioleta. La emisión de rayos X y de ondas de radio es baja, solo aumenta en el caso de explosiones solares.

Cada segundo aproximadamente 700.000.000 de toneladas de hidrógeno se fusionan y producen 695.000.000 toneladas de Helio y 5.000.000 toneladas de energía en forma de rayos gamma, los que en su viaje hacia la superficie terrestre se transforman principalmente en longitudes de onda visible.

1.1.1 LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar, es la energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas, que van desde el infrarrojo hasta el ultravioleta.

La unidad práctica que describe la radiación solar es la irradiación o irradiancia, y se mide en $[W/m^2]$.

Varía dependiendo del lugar, así se tiene que en las regiones más despejadas (desiertos), la radiación llega hasta un máximo de $275 [W/m^2]$, mientras que en el ártico la radiación es mínima $75 [W/m^2]$, entonces la radiación media global es aproximadamente $170 [W/m^2]$.

La radiación que emite un cuerpo en función de la temperatura, viene dada por la ley de Stefan-Boltzman, la misma que se representa por la ecuación 1.1.

$$M = \sigma * T^4 \quad (1.1)$$

M : Densidad de flujo radiante total emitido por el cuerpo en $[W/m^2]$.

σ : Constante de Stefan-Boltzman= $5,67 \times 10^{-8} \text{ [Wm}^{-2}\text{K}^{-4}\text{]}$.

T : Temperatura del cuerpo en $^{\circ}\text{K}$.

El Sol irradia energía en todas las direcciones y parte de este flujo radiante llega a la superficie terrestre a través del espacio vacío, en forma de:

Radiación electromagnética: que comprende; los rayos ultravioleta, rayos X, la luz visible, las radiaciones infrarrojas, microondas y las ondas de radio.

Viento solar: compuesto de partículas atómicas energizadas; neutrinos y protones. La atmósfera de la Tierra, es una capa protectora del viento solar. La disminución de la capa de ozono, reduce el grado de protección contra la radiación, especialmente de los rayos ultravioleta.

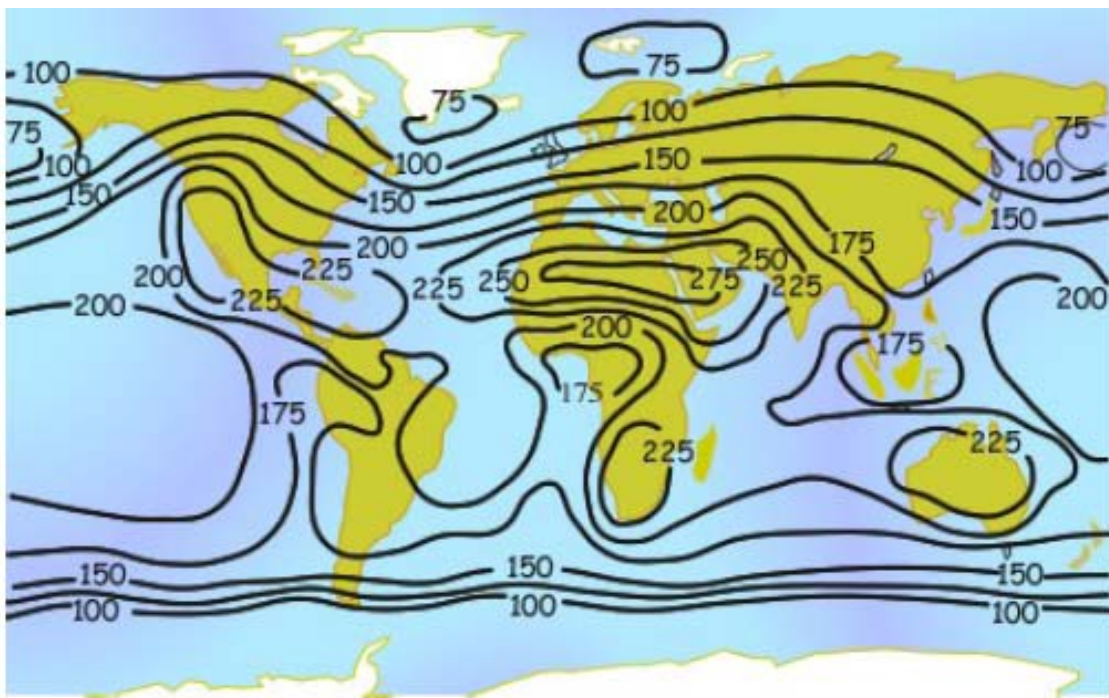


Figura 1. 1. Intensidad de radiación solar en la superficie terrestre en $[\text{W/m}^2]$.

1.1.1.1 TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

En función de cómo inciden los rayos en la superficie terrestre, se distinguen tres componentes de la radiación solar: directa, difusa y total.

Radiación solar directa: es aquella que procede del sol e incide sobre la superficie terrestre sin cambiar de dirección, excepto la debida a la refracción atmosférica, esta radiación proviene de una dirección claramente definida.

Radiación solar difusa: es la parte de la radiación solar, que por choques sucesivos con moléculas y partículas contenidas en el aire se han difundido al atravesar la atmósfera. Proviene de toda la bóveda de cielo visible desde la superficie terrestre, no es direccional y puede considerarse uniforme para todo el hemisferio celeste.

Radiación global o total: es la suma de la radiación directa y difusa.

La radiación solar, al pasar por la atmósfera, sufre algunos procesos de extinción: se refleja en las nubes y vuelve al espacio, se propaga y cambia de dirección, es absorbida por el vapor de agua y los aerosoles, llega directamente a la tierra, se difunde, particularmente los fotones de alta energía y por eso el cielo se ve azul, o se refleja en la superficie terrestre, como se aprecia en la figura 1.2.

El espesor de la atmósfera (masa de aire AM), determina cuánta energía se pierde hasta llegar a la superficie terrestre.

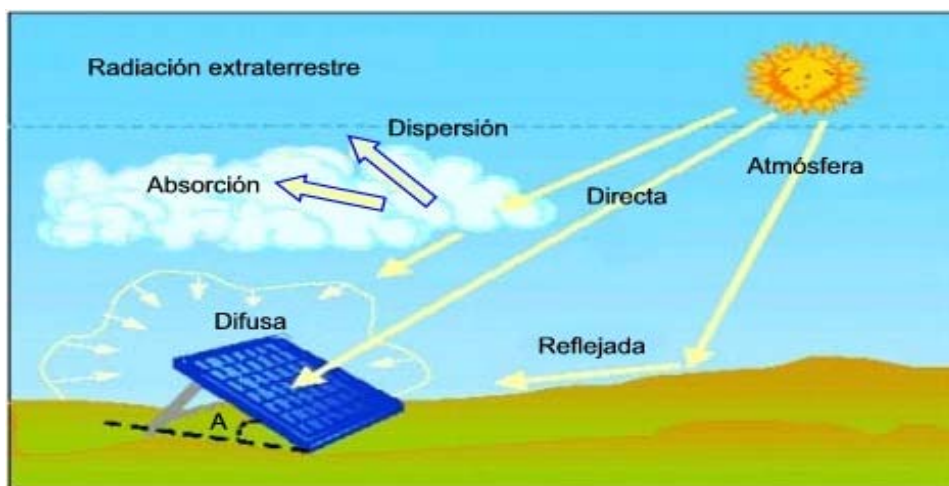


Figura 1. 2. Componentes de la radiación solar.

1.1.2 LA MASA DE AIRE (AM)

Es la distancia entre la superficie terrestre usualmente a nivel del mar y la parte exterior de la atmósfera. En el espacio exterior la $AM=0$, un rayo de sol

perpendicular al suelo tiene una $AM=1$, es decir una atmósfera de distancia. Esto no es lo común, pues dependiendo de la posición del Sol durante el día, esta masa se incrementa y la radiación debe recorrer una mayor distancia hasta llegar a la tierra.

En la figura 1.3, mientras el ángulo ACB crece la AM también se incrementa. Este ángulo de inclinación varía entre 0 y 90 grados. Cuando el Sol está en el Cenit, es decir perpendicular a la tierra (mediodía), el ángulo es cero y la $AM=1$, cuando el Sol se oculta el ángulo es aproximadamente 90° y la $AM = 36,5$.

Las condiciones estándar de prueba (STC), para productos y equipos fotovoltaicos, asumen la $AM = 1,5$, es decir cuando el Sol tiene una inclinación de $28,2^\circ$ respecto de la vertical, una temperatura ambiente de 25°C , una radiación de 1000 W/m^2 y una velocidad del viento de 1 m/s . La radiación que llega a la tierra es menor a la radiación detectada al exterior de la atmósfera.

La atmósfera actúa como un filtro de los rayos de alta energía (rayos gamma, rayos x y rayos ultravioleta), esta radiación al llegar a la tierra destruirían la vida existente. (Sánchez S. , 2010, pág. 7).

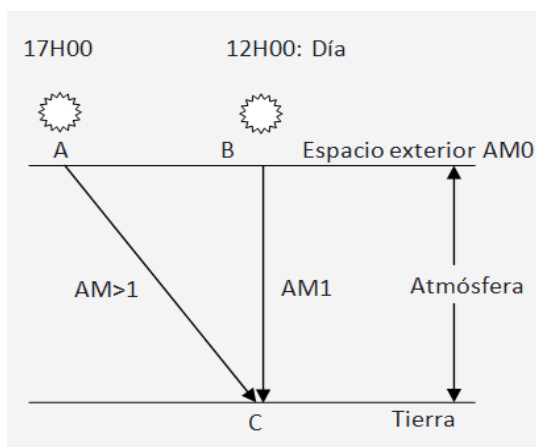


Figura 1. 3. Variación diaria y anual de la masa de aire.

1.1.3EL ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

El espectro electromagnético, es la clasificación de las ondas por su frecuencia. El intervalo de frecuencias se extiende desde los 10 hasta 10^{24} Hz , y las longitudes de onda varían de 10^7 a 10^{-14} m respectivamente.

La luz es solo una pequeña parte del espectro electromagnético y su longitud de onda varía desde los **400 a los 700 nm**, el color de la luz depende de la longitud de onda, desde el rojo hasta el violeta.

En el caso de la energía fotovoltaica, lo que interesa es aprovechar la energía que llega del Sol en forma de radiación electromagnética, y se describe como el flujo de fotones, que se desplazan en forma de ondas a la velocidad de la luz, transportando energía de un punto a otro. Los fotones con mayor energía tienen una menor longitud de onda, que es igual a decir que tienen una mayor frecuencia. (Sánchez S. , 2010, pág. 3).

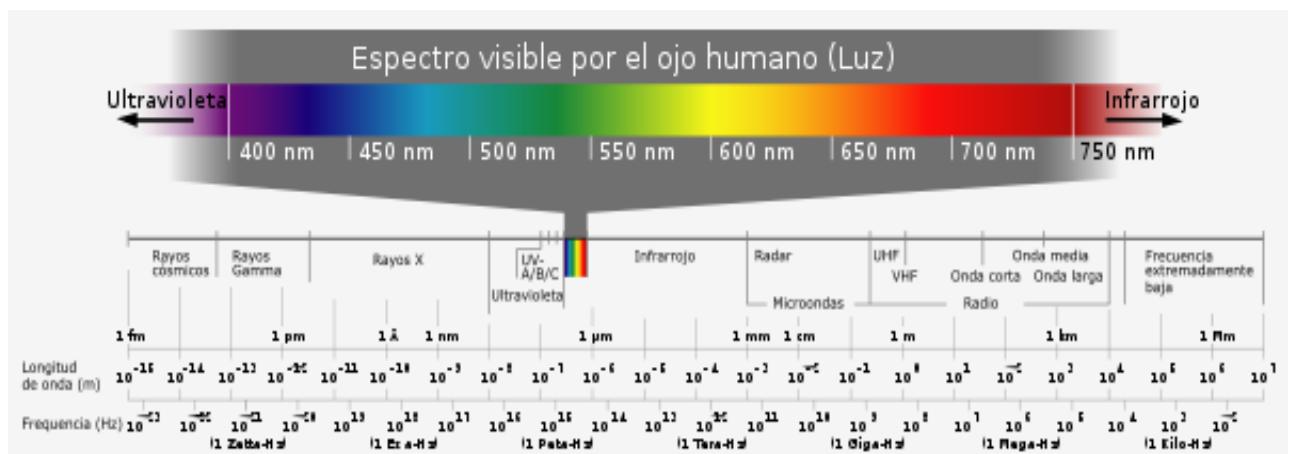


Figura 1 4. Espectro electromagnético visible.

Amplitud (A): es la altura de la onda desde la línea media entre un pico y un valle, determina la intensidad de la onda.

Velocidad de propagación: es el espacio recorrido por la onda en la unidad de tiempo, la velocidad de propagación de las ondas (fotones) en el vacío se considera constante, igual a la velocidad de la luz **$c = 3 \times 10^8 \text{ m/s}$** .

Frecuencia (f): permite conocer el número de ciclos por segundo de una onda, se mide en Hertz [Hz], (1 Hertz = 1 ciclo por segundo).

$$f = c/\lambda \quad (1.2)$$

Longitud de onda (λ): es la distancia existente entre dos crestas o valles consecutivos.

$$\lambda = c/f$$

(1.3)

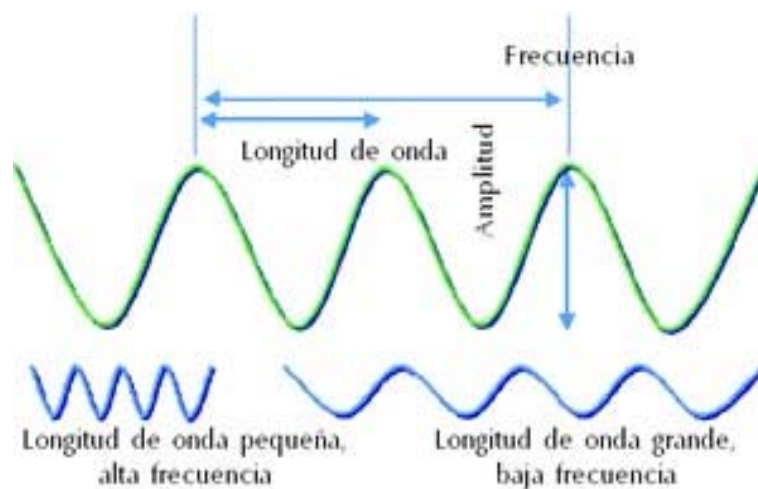


Figura 1. 5. Amplitud, frecuencia y longitud de onda.

1.1.4 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico fue descubierto a mediados del siglo XIX (1839), por el físico francés Becquerel, pero la explicación teórica lo realizó Albert Einstein en 1905.

Como fenómeno ocurre, cuando al iluminar la superficie de un metal con cierta intensidad luminosa, esta es capaz de generar una corriente eléctrica en la superficie del metal.

1.1.4.1 EXPLICACIÓN TEÓRICA DEL EFECTO FOTOVOLTAICO

En 1905 Albert Einstein en su artículo “Un punto de vista heurístico sobre la producción y transformación de luz”, sembró las bases para la explicación del efecto fotovoltaico, utilizando el concepto de fotón o cuanto de luz, para explicar al efecto fotovoltaico como un simple choque entre un fotón y un electrón de la superficie de un metal.

Cuando la luz (fotones) inciden sobre el metal, los fotones chocan con los electrones de las capas superiores del metal como si fueran bolas de billar, de tal forma que si

tienen la suficiente energía se rompe la atracción atómica del metal, entonces los átomos saldrán disparados por la superficie generando una corriente eléctrica (electrones en movimiento = corriente eléctrica).

La radiación electromagnética está compuesta por paquetes de energía o fotones, la cantidad de energía que transporta un fotón viene dada por:

$$E = h * f \quad (1.4)$$

$$hf = \Phi + E_c \geq hf_0 + 1/2mv^2 \quad (1.5)$$

hf : Energía del fotón en [eV], [1eV] = $1,602 \times 10^{-19}$ [Julios].

h : Constante de Planck = $6,624 * 10^{-34}$ J/s.

f : Frecuencia de la luz incidente.

$\Phi = hf_0$: Función de trabajo del metal.

f_0 : Frecuencia umbral propia de cada metal.

$E_c = 1/2mv^2$: Energía cinética de los electrones.

La energía que llevan los fotones (hf), es transferida a los electrones durante el choque, y estos la invierten en:

- ✓ Superar la energía que los tiene ligados a la estructura cristalina del metal, ($\Phi = hf_0$) que representa la unión electrón – núcleo atómico.
- ✓ En el caso que la energía del fotón sea aún superior, se invertirá en adquirir energía cinética ($E_c = 1/2mv^2$), se logra el desplazamiento por la superficie del metal y se forma la corriente eléctrica esperada.

1.2 LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

La aplicación práctica de la tecnología fotovoltaica arranca en el espacio, exclusivamente para proveer de energía a los satélites, brindando una solución ideal al problema del suministro eléctrico en el espacio, proporcionando energía de forma fiable por muchos años y sin mayores complicaciones, en este caso la energía fotovoltaica resulta ser muy competitiva, desplazando a las demás tecnologías.

La fiabilidad demostrada por la tecnología fotovoltaica en las primeras aplicaciones espaciales, propició el empleo sistemático de varias misiones espaciales. Sin lugar a dudas la carrera espacial como la conocemos no hubiera sido posible sin la utilización de la energía fotovoltaica.

El gran éxito logrado por la tecnología fotovoltaica en aplicaciones espaciales, impulsó el crecimiento de la industria, consiguieron mejorar el rendimiento de las células, de esta forma se reducen los costos de inversión, y surgen nuevas aplicaciones, una de ellas es la terrestre.

En la actualidad y por los avances tecnológicos logrados, la energía Solar Fotovoltaica (SFv), se presenta como una de las fuentes energéticas con más posibilidades para liderar la revolución energética del futuro.

1.2.1 HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), la energía solar fotovoltaica tiene el siguiente proceso de evolución.

- 1839, es el punto de partida de la energía solar fotovoltaica, surge con el descubrimiento del efecto fotovoltaico, por el físico francés Edmund Becquerel.
- 1873, Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en el selenio.

- 1877, W.G. Adams y R.E. Day, construyen la primera célula fotovoltaica de selenio.
- 1904, Albert Einstein publica un artículo explicando el efecto fotovoltaico.
- 1921, Einstein gana el premio Nobel de física, por su artículo publicado en 1904.
- 1954, los investigadores de los Laboratorios Bell en Murray Hill, New Jersey, construyen la primera célula de silicio.
- 1955, La industria americana fabrica elementos solares fotovoltaicos para aplicaciones espaciales. Hoffman Electronic, empresa de lo EE.UU. ofrece células de 14 mW y 3% de rendimiento.
- 1957, Hoffman Electronic alcanza el 8 % de rendimiento en sus células.
- 1958, El 17 de marzo se lanza el Vanguard I, primer satélite alimentado con energía solar.
- 1959, Hoffman Electronic alcanza el 10 % de rendimiento en sus células comerciales.
- 1962, Se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar, con una potencia fotovoltaica de 14W.
- 1963, Sharp consigue una forma práctica de producir módulos de silicio; en Japón se instala un sistema de 242W en un faro, el más grande en aquellos tiempos.
- 1964, El navío espacial Nimbus se lanza con 470W de paneles fotovoltaicos.
- 1966, El observatorio astronómico espacial lleva 1kW de paneles solares.
- 1973, La producción mundial de células es 100 kW. El Skylab lleva 20kW de paneles.
- 1975, Las aplicaciones terrestres superan a las aplicaciones espaciales.
- 1977, La producción de paneles solares fotovoltaicos en el mundo es de 500 kW.
- 1980, ARCO Solar es la primera empresa que alcanzó, una fabricación industrial de 1 MW de módulos al año.
- 1983, La producción mundial excede los 20 MW al año.
- 1994, Se celebra la primera Conferencia Mundial fotovoltaica en Hawai.
- 1998, Se alcanza un total de 1.000 MWp de sistemas fotovoltaicos instalados.
- 2004, Se producen más de 1.000 MW de módulos fotovoltaicos al año.
- 2007, Se producen más de 2.000 MW de módulos fotovoltaicos al año.

1.2.2 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

En octubre del 2010, la International Energy Agency (IEA), Photovoltaic Power System Programme (PVPS), publicó su informe anual, destacando que los países miembros y terceros durante el año 2009, instalaron cerca 6,2 GW de energía fotovoltaica, aproximadamente la misma cantidad que se instaló el año 2008, sumando un total de 20 GW instalados, el 74% fueron instalados solo en Alemania e Italia, entre 2008 y 2009 el mercado fotovoltaico en los países miembros de la IAE PVPS muestra que existió un crecimiento del 84%, este fuerte crecimiento anual del mercado fue evidente.

El mercado Israelí creció en dieciocho veces, mientras que el mercado Canadiense experimentó un impulso de nueve veces, estos mercados fueron impulsados por el nuevo y exitoso sistema de primas (FIT) (feed-in tariffs); países como Australia, Austria, Suiza, Alemania, Francia, Italia, Japón y los Países Bajos, experimentaron un crecimiento de dos a cuatro veces.

El sistema de primas fotovoltaicas (FIT), representa un mecanismo de incentivos introducido por los gobiernos para que las empresas privadas, negocios, escuelas, hospitales, etc. inviertan en generación eléctrica utilizando fuentes no convencionales, las empresas distribuidoras pagarán cierta cantidad de dinero por cada KWh generado, de tal forma que se pueda garantizar a los inversionistas la recuperación de su capital en el menor tiempo posible.

Por ejemplo en Ecuador, el Mandato Constituyente No. 15, determina la realización del despacho preferente de centrales que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE. La Regulación No. CONELEC – 004/11, establece los precios a reconocer por la generación no convencional por KWh, medido en el punto de entrega, tanto en el Territorio Continental y en el Territorio Insular de Galápagos.

Durante los últimos cinco años se han triplicado los países que ofrecen primas en las tarifas de electricidad fotovoltaica. Las primas FiTs han impulsado las inversiones en proyectos fotovoltaicos de gran escala (varios MW) conectados a la red en: Alemania, España, Portugal y Corea, existen aplicaciones de menor escala integradas en edificios en: Australia, Suiza, Francia, Israel y Japón, y combinaciones de las dos aplicaciones en: Canadá, Italia y los EE.UU.

En el año 2010 continúa la expansión del mercado fotovoltaico mundial, la AIE estima que la capacidad instalada de energía fotovoltaica a finales del 2010 es de 35 GW, de la misma forma se realiza un pronóstico el mismo que determina que en el 2050 el 11% de la energía eléctrica generada será proveniente de generación fotovoltaica, esto equivale a decir que se tendrán una capacidad instalada de 3000 GW, proporcionando más de 4500 TWh de energía eléctrica proveniente de instalaciones fotovoltaicas, resultando cantidades impresionantes y desafiantes, entonces la importancia que le demos a la energía fotovoltaica en los próximos años será decisiva para el futuro de la energía fotovoltaica en el suministro de electricidad sostenible.

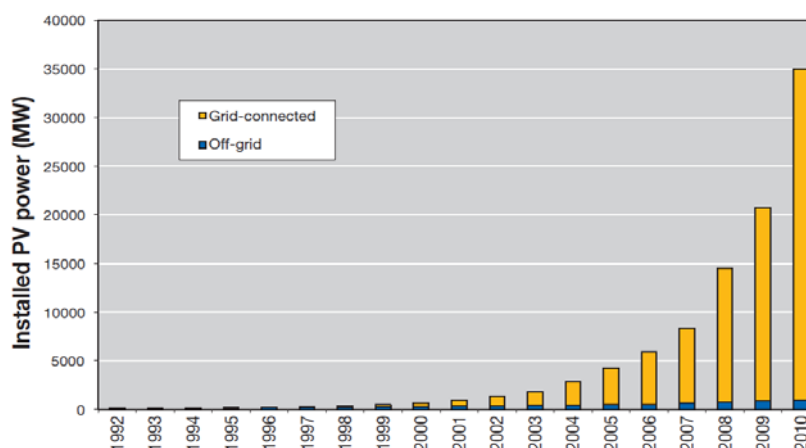


Figura 1.6. Evolución de la energía fotovoltaica en los últimos años.
Fuente: IEA International Energy Agency, 2010.

Alemania es el líder mundial en producción de energía fotovoltaica, tiene una capacidad instalada de 9,8 GW, seguido de España con 3,5 GW, luego están países como Italia, Japón, Estados Unidos, República Checa y Bélgica. (International Energy Agency IEA, 2010).

1.2.3 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA

Los países de América Latina, en su mayoría son países en vías de desarrollo, es por esta razón que las comunidades rurales más alejadas de los centros poblados, no disponen de servicio eléctrico convencional. La demanda eléctrica de algunas comunidades, se cubre mediante la generación convencional aislada. Pero existen pequeñas comunidades dispersas en una gran área territorial, que no disponen de servicio eléctrico. Con el objetivo de electrificar a todas estas comunidades, los gobiernos de turno se han visto en la obligación de invertir en las nuevas tecnologías de generación eléctrica, y han determinado que la generación mediante sistemas fotovoltaicos aislados es la mejor opción para electrificar a estas comunidades.

En toda Latinoamérica ya se han realizado muchos proyectos de electrificación en zonas rurales por medio de energía solar fotovoltaica.

El proyecto EURO-SOLAR, impulsado por la Unión Europea, es un programa regional que ayuda al desarrollo de las comunidades más necesitadas de América Latina, los países beneficiarios de este proyecto son: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Ecuador, Perú, Bolivia y Paraguay. La energía de los SFv implementados por el proyecto EURO-SOLAR, se emplea básicamente para que los estudiantes de estas comunidades puedan tener acceso a la tecnología, internet mediante conexiones satelitales, etc.

Perú tiene gran experiencia en electrificación fotovoltaica. Se han desarrollado varios proyectos fotovoltaicos, entre los ellos se destacan los siguientes: electrificación fotovoltaica en la comunidad selvática de San Francisco, proyecto fotovoltaico SOLSISTEMAS implementado en el departamento de Puno, y el proyecto de electrificación fotovoltaico para las comunidades insulares de: Taquile, Amantaní, Uros y Soto, una característica especial de este proyecto es, que los beneficiarios están pagando los costos del kit instalado, para llegar a ser propietarios del SFD. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2006).

En México, se realizó un proyecto de electrificación fotovoltaica en el área protegida de Los Montes Azules, en la selva Lacandona en Chiapas.

En Cuba construyó una lancha solar, el Halcón solar, que funciona mediante la energía generada por paneles fotovoltaicos que tiene incorporados. Se usa como medio de transporte hasta los poblados de difícil acceso, pero tiene además posibilidades de empleo en el turismo ecológico.

1.2.4 LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ECUADOR

La energía fotovoltaica en el Ecuador tiene sus inicios en el año 1982, con la aprobación de la Ley de Fomento de Energías No Convencionales, el gobierno contrató a científicos en el Instituto Nacional de Energía para que investiguen sobre la energía fotovoltaica y otras formas de energía renovable, en la década de 1990, se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que es el organismo gubernamental de regulación y control que allanó el camino para la implementación de los primeros Sistemas Fotovoltaicos Aislados. En el año 2000, se aprobó la Regulación 0906, que establecía el pago de 52 centavos de dólar por KWh de energía fotovoltaica generada, sin embargo esta legislación no estaba respaldada por un marco legal que obligue a realizar estos pagos, como resultado el gobierno no pagó a las empresas de servicios públicos y éstas no pagaron a los productores.

En el año 2003, el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), generó los recursos suficientes para que varias ONG y pequeñas empresas solares, realicen la instalación de Sistemas Fotovoltaicos Aislados en varias comunidades aisladas.

Durante el año 2007, se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), la atención del MEER se ha centrado en el Programa de Electrificación Rural para las Viviendas de la Amazonía y se pretende la implementación de 15.000 Sistemas Fotovoltaicos Aislados, hasta el año 2012.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ECUADOR

El sector eléctrico ecuatoriano en la actualidad está formado por la producción de energía eléctrica interna y de las importaciones. En la Tabla 1.1, se presenta la producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente de generación. Por ejemplo, en el año 2011 la energía total producida fue de 21.561,51 GWh, distribuida en fuentes renovables, no renovables y las importaciones.

La energía eléctrica en el Ecuador presenta las siguientes características:

- ✓ Oferta de generación suficiente, en condiciones normales.
- ✓ Reserva adecuada de potencia y de energía.
- ✓ Acuerdos vigentes con países vecinos para transacciones.
- ✓ El sistema nacional de transmisión sigue mejorando.
- ✓ Sistemas de distribución con varios problemas.
- ✓ Los indicadores de gestión mejoran paulatinamente.

PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL POR TIPO DE FUENTE ENERGÉTICA (GWh)									
Año	RENOVABLE				NO RENOVABLE			Importación	Total
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo- Vapor*	TÉRMICA				
					MCI	Turbo- Gas	Turbo- Vapor		
2000	7.611,23				325,64	524,65	2.150,9		10.612,4
2001	7.070,65				526,9	1053,4	2.398,84	22,23	11.072,02
2002	7.524,26				507	1.317,25	2.539,05	56,3	11.943,86
2003	7.180,42				550,44	1.342,55	2.472,73	1.119,61	12.665,75
2004	7.411,7			3,24	1.158,73	1.742,32	2.268,85	1.641,61	14.226,45
2005	6.882,64	0,01		102,86	1198,4	2.464,79	2.755,33	1.723,45	15.127,48
2006	7.129,49	0,01		145,56	1.909,95	3.117,61	2.813,23	1.570,47	16.686,32
2007	9.037,66	0,02	0,96	218,75	3.110,44	2.418,93	2.549,9	860,87	18.197,53
2008	11.293,33	0,03	2,68	208,32	2.992,05	1.824,31	2.287,8	500,16	1.9108,68
2009	9.225,49	0,01	3,2	216,52	3.157,28	2.800,62	2.861,57	1.220,75	19.485,44
2010	8.636,4		3,43	235,56	4.199,42	3.704,22	2.730,81	872,9	20.382,74
2011	10.801,24	0,05	3,46	263,85	4.224,66	2.322,84	2.590,81	1.354,6	21.561,51

Tabla 1. 1. Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional. (*) Se refiere a la energía obtenida de la Biomasa) Fuente: Portal estadístico - CONELEC.

En la tabla 1.2 se presentan los datos generales del sistema eléctrico ecuatoriano correspondientes al año 2011.

Parámetros	Unidad	Valor
Capacidad	MW	4.840,5
Producción de Energía	GWh (año 2011)	21.561,51
Pérdidas de Transmisión	%	3,71
Clientes		4'170.969
Energía Disponible	GWh	18.432,67
Pérdidas de Energía	GWh	3.128,84
Demanda (año 2011)	GWh	15.155,50
Precio promedio KWh	\$	0.079
Consumo per cápita	KWh/habitante/año	1,021
Energía facturada	Millones de dólares	1.184,28
Energía recaudada	Millones de dólares	1.162,66
Porcentaje de recaudación	%	98,17

*Tabla 1. 2. Datos generales del sistema eléctrico ecuatoriano año 2011.
Fuente: Portal estadístico - CONELEC.*

1.3.1 PROBLEMAS ENERGÉTICOS NO RESUELTOS EN EL ECUADOR

Los principales problemas energéticos sin resolver en el Ecuador son:

- ✓ Ineficiencia en el uso de la energía, falta de manejo de la demanda.
- ✓ Sector eléctrico con constantes riesgos de desabastecimiento.
- ✓ Variaciones bruscas en la producción petrolera.
- ✓ Desequilibrio entre la demanda y producción de refinados.
- ✓ Disminución de los esfuerzos de prospección, de nuevas fuentes energéticas.
- ✓ Las regulaciones emitidas por el CONELEC deberían convertirse en leyes, una regulación puede ser derogada o modificada, mientras que una ley no se puede cambiar fácilmente.
- ✓ Ausencia de planificación.
- ✓ No existe buena cobertura territorial de redes de distribución eléctrica convencionales.

1.4 DISPONIBILIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA AMAZONIA

En el Ecuador no existe un registro histórico completo de radiación solar. El INAMHI, durante los años 1970 a 1990, tomó algunas mediciones de heliofanía o duración de brillo solar.

El CONELEC contrató en el año 2008 la elaboración del Mapa Solar del Ecuador (Figura 1.7), basado en datos tomados de sistemas satelitales del National Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991, que interpola la información a celdas de 1 Km^2 . Se proporciona información sobre la insolación directa (isohelias a $300 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$), difusa (isohelias a $100 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$) y global (isohelias a $150 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$), para cada mes del año y el promedio anual.

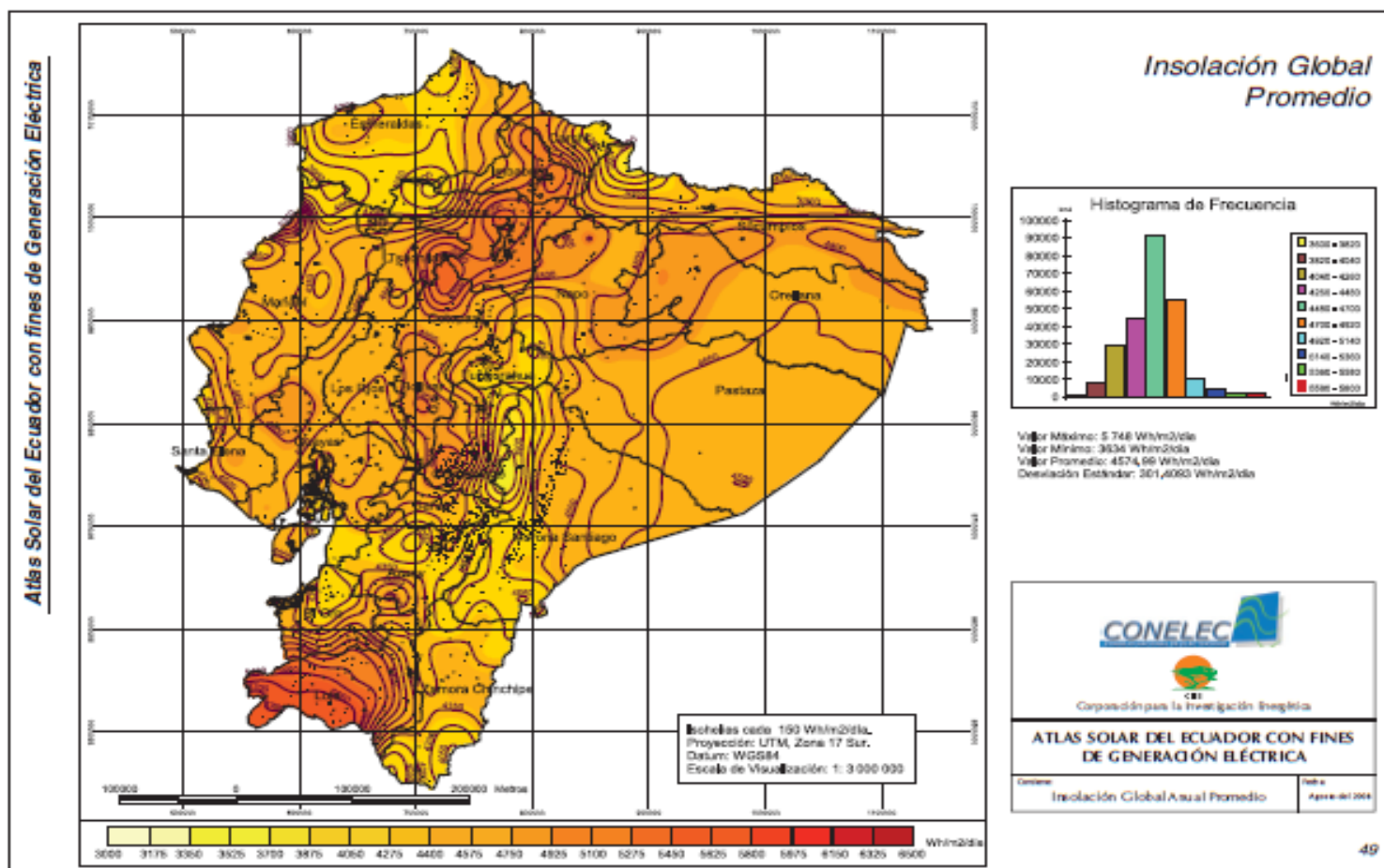


Figura 1.7. Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Fuente: Atlas Solar del Ecuador – CONELEC 2008.

Las mediciones de radiación solar realizadas en Ecuador, han determinado que la intensidad de radiación diaria tiene un promedio de **4 a 6 KWh/m²/día**. (Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN, 2009, pág. 34).

Entonces en la Amazonía ecuatoriana, se dispone de radiación solar diaria suficiente para realizar la implementación de proyectos fotovoltaicos. En esta región se puede aprovechar de la radiación solar aproximadamente doce horas al día durante todo el año. Pero se tiene que considerar que la potencia de la radiación solar varía durante el día y durante todo el año, en la selva depende de las estaciones climatológicas y de la latitud.

Esto significa que la potencia de la radiación solar en la selva es muy alta comparada con la región europea en donde la radiación solar promedio es de **2 a 3 KWh/m²/día**, y sin embargo el aprovechamiento de la energía solar es muy común.

1.4.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR EN LA AMAZONÍA

Existen varios campos de aplicación de la energía solar fotovoltaica en la Amazonía entre ellos tenemos:

- ✓ **Viviendas familiares:** la energía se utiliza básicamente para iluminación nocturna y un pequeño artefacto de consumo, radio, TV/DVD, etc.
- ✓ **Escuelas:** se utiliza la energía para iluminación de los salones de clase, un pequeño centro de cómputo, etc.
- ✓ **Casas comunales:** para iluminación, uso de equipos de amplificación durante reuniones, programas culturales, deportivos, etc.
- ✓ **Centros de salud:** para la refrigeración de vacunas, alimentos, iluminación, etc.
- ✓ **Bombeo de agua:** para la extracción de agua y su purificación.
- ✓ **Transporte y turismo:** construcción de lanchas solares, cabañas turísticas, etc.

1.5 ELECTRIFICACIÓN RURAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), son los más adecuados para proporcionar energía eléctrica a los lugares más alejados de las redes eléctricas de distribución convencionales.

La implementación de (SFA) está relacionada con las ventajas medioambientales que el sistema ofrece, y se aprecia de esta forma por la opinión pública y por los países industrializados. La evolución tecnológica de equipos y sistemas, las reducciones obligatorias de emisiones de CO₂ y otros contaminantes de la atmósfera derivadas de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, han propiciado el fortalecimiento de las energías renovables en conjunto.

Otro factor importante para el crecimiento de las energías renovables, es el predecible agotamiento a mediano plazo de los combustibles fósiles (carbón, gas, petróleo), que conducen la búsqueda de nuevas fuentes energéticas que permitan a cada país o área económica tener autonomía energética.

Por esta razón en diversos países europeos se han aprobado iniciativas institucionales encaminadas a promover la generación eléctrica mediante fuentes renovables, y en especial la energía fotovoltaica; consiguiendo un incremento significativo de potencia instalada mediante SFv, pero su impacto sigue siendo mínimo debido al continuo crecimiento de la demanda energética.

Sin embargo existen otras razones para la implementación de la energía fotovoltaica, por ejemplo la protección del medioambiente, desarrollo rural y el acceso a la electricidad de personas que actualmente no disponen de ella.

En la Figura 1.8, se observa que el porcentaje de viviendas rurales electrificadas es realmente bajo en varios países del mundo. En estas zonas los SFA, tendrían como objetivo complementar la actuación de la red convencional, para electrificar a zonas en las que por diversas razones no ha llegado la red ni se espera que llegue en un futuro cercano.

En las zonas más alejadas de las redes convencionales se encuentran instalaciones descentralizadas de generación diversa (diesel, eólica, fotovoltaica o micro hidráulica) junto a pequeñas comunidades y viviendas aisladas aún sin electrificar.

Hoy en día, los SFA están considerados como una tecnología madura y una opción de gran utilidad práctica para dotar de servicio eléctrico a millones de familias que viven en las zonas más pobres del denominado mundo en desarrollo. El uso de sistemas fotovoltaicos en las aplicaciones aisladas de la red permite aprovechar algunas de sus características más ventajosas, como es la disponibilidad de una fuente de energía libre y gratuita en el mismo lugar del consumo. Sin embargo los costos de inversión iniciales para el usuario o estado son elevados, esto se refleja en el alto costo de los equipos que transforman la energía solar en energía eléctrica.

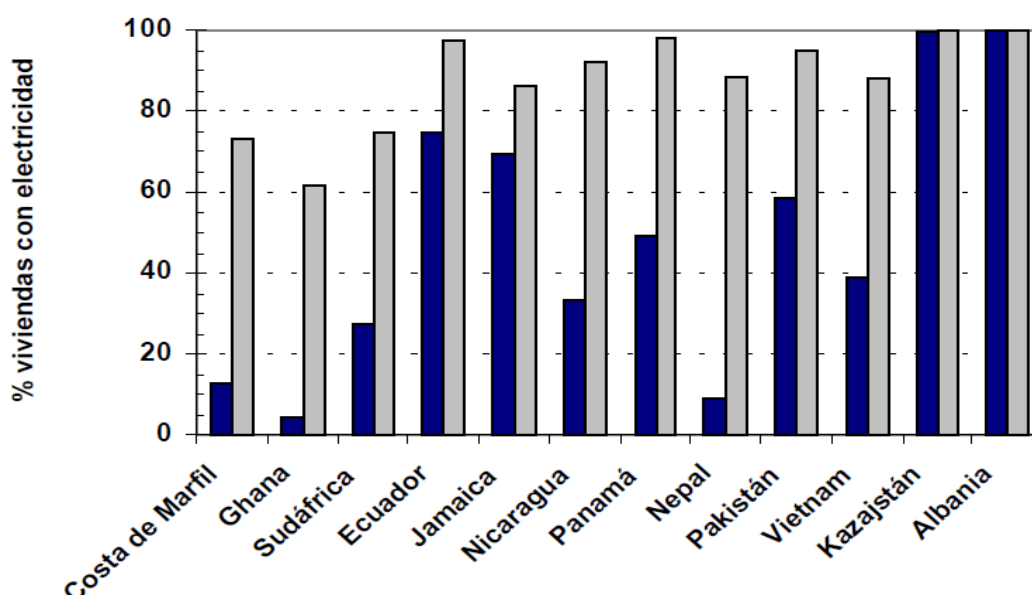


Figura 1.8. Grado de electrificación de varios países, zona rural (azul), urbano (gris).
Fuente: Tesis doctoral, Pablo Díaz (España - 2003).

El principal problema durante la elaboración de proyectos de energía solar fotovoltaica suele ser el financiamiento, participación del sector público, privado y de los usuarios, dejando a lado el derecho a tener acceso a la electrificación como servicio básico.

En la práctica se aplican diferentes modelos de desarrollo y financiamiento de los programas de electrificación rural, con resultados diversos: donación, cuota por servicio, sistema de crédito y compra al contado en libre mercado, pudiendo incluso reducir a dos categorías: modelos subvencionados y no subvencionados.

Entre los modelos subvencionados, el caso extremo corresponde a la donación completa de un SFv a cada beneficiario de la comunidad, se acredita el sistema completo sin costo alguno. Tiene como ventaja que permite donar un SFv a cada vivienda de la comunidad beneficiaria, sin excepciones por carencia de recursos económicos; sin embargo, presenta también ciertas desventajas. Los nuevos beneficiarios que gastaban dinero en la compra de (velas, pilas, combustible, etc.), reciben un sistema nuevo sin costo alguno.

La falta de esfuerzo para la adquisición de la nueva tecnología puede dificultar su integración, con efectos negativos en el futuro a la hora de proporcionar mantenimiento al sistema, para lo cual si se requiere invertir recursos económicos.

Por otra parte, al donar los SFv a una comunidad, se limita a llegar a otro tipo de acuerdo con las comunidades cercanas, las que se verían discriminadas si tuvieran que realizar una aportación económica por mínima que fuera, para la adjudicación del SFv.

Unavariante más realista de la donación, generalmente está acompañada de la contribución de los usuarios, bien de carácter económico para la compra de nuevos equipos o repuestos, a través del aporte de material o de mano de obra, para la instalación, construcción de la obra civil asociada y para la operación y el mantenimiento del sistema.

Otra opción aplicada es el pago por parte de los usuarios de una cuota por el servicio eléctrico recibido, además de una cuota inicial, ambas dependientes del nivel económico, del número de personas a las que el proyecto pretende dar acceso a la electricidad y del tamaño de las instalaciones. En este caso, los usuarios no son propietarios de la instalación, siendo ésta de la empresa distribuidora que lo instala (pública o privada), la que recibe una subvención pública para completar el costo. Es fundamentalla fijación de cuotas periódicas, adaptadas a la disponibilidad de recursos de los beneficiarios, con el fin de asegurar el mantenimiento preventivo, ante averías, y la adquisición de repuestos, (modelo aplicado al proyecto “Yantsa ii Etsari”).

En el caso de los modelos no subvencionados, se pretende superar los obstáculos derivados del elevado costo inicial de las instalaciones recurriendo a sistemas de microcrédito, de forma que se divida el costo para un cierto número de años. Sin

embargo, no es posible llegar a la gran mayoría de la población sin acceso actual a la electricidad y surgen las dificultades para encontrar entidades que concedan créditos a intereses razonables a personas con ingresos reducidos y poco estables en el tiempo, junto a la inexperiencia ante este tipo de sistemas de financiamiento.

No existen, por el momento, ejemplos satisfactorios en su aplicación práctica, como lo reconoce el propio Banco Mundial principal actor de estos mecanismos.

Otro modelo establece la compra del sistema en el mercado, en este caso los usuarios asumen todo su costo inicial mediante el pago al contado. Esto conduce a que sólo las familias con más recursos económicos de cada comunidad tengan acceso a la electricidad, con lo cual las diferencias sociales se incrementan.

Sin importar el modelo aplicado en un programa de electrificación con SFA hay dos factores imprescindibles para su sostenibilidad con el tiempo: una buena calidad técnica de equipos e instalaciones, con el objetivo de que se produzca el menor número de averías posible y que ante una avería se dispongan los medios necesarios para asegurar un mantenimiento correcto y la puesta en marcha de la instalación en el menor tiempo.

Si no es así la instalación deja de cumplir la función para la que fue diseñada, provocando la insatisfacción de los usuarios hacia una tecnología normalmente nueva en su entorno y debido a ello, los propios usuarios difícilmente seguirán abonando las cuotas, o reservando una parte de sus ingresos para el mantenimiento futuro de la instalación. (Díaz, 2003, págs. 1-7).

1.6 PROYECTOS REALIZADOS EN ECUADOR

En el Ecuador se han implementado varios proyectos de electrificación rural, mediante Sistemas Fotovoltaicos (SFv), atendiendo a viviendas, puestos de salud, escuelas, casas comunales, y cabañas turísticas, beneficiando en su mayoría a comunidades indígenas ubicadas en la región amazónica y costa ecuatoriana.

Los proyectos han sido implementados en comunidades que presentan bajos y en algunos casos nulos coeficientes de electrificación, con altos índices de necesidades básicas insatisfechas (NBI), un aislamiento marcado con respecto a los centros poblados y una alta dispersión geográfica de sus familias.

La electrificación rural mediante SFv, ha permitido que los beneficiados puedan mejorar su calidad de vida, tener acceso a la tecnología, comunicación, mejorar su educación, etc. En las Islas Galápagos se está desarrollando proyectos de energía solar fotovoltaica y solar térmica, las mismas que constan en el Plan Maestro de Energización para Galápagos.

Entre los diferentes proyectos de electrificación mediante SFv, que se han implementado en el Ecuador se tiene los siguientes:

- ✓ Proyecto de Energía Solar Fotovoltaica Residencial (SFVR), para la electrificación de 263 hogares de las comunidades Arajuno y Sarayacu. Los 123 SFVR para la comunidad de Arajuno, fue financiada con fondos del PROMEC, y los 140 SFVR instalados en la comunidad de Sarayacu con fondos del FERUM. La implementación se realizó a través de la Empresa Eléctrica Ambato S.A (EEASA), durante los años 2004 y 2005.
- ✓ El proyecto EURO-SOLAR, una luz de esperanza para todos, es una iniciativa del Gobierno Nacional y la Unión Europea, mediante el cual que instaló 91 telecentros comunitarios en las provincias de: Esmeraldas, Guayas, Puyo, Pastaza, Sucumbíos, Morona Santiago, Napo y Orellana.
- ✓ Proyecto Esmeraldas, comprende la implementación de 604 SFVR, desarrollado durante el año 2007, con fondos del PROMEC, por intermedio del Fondo de Solidaridad.
- ✓ El Proyecto Sucumbíos, comprende la instalación de 41 SFVR, en las comunidades: Iwia 9 SFVR, Taikiua 21 SFVR y Pucapeña 11 SFVR. El proyecto fue financiado por el FERUM 2007, mediante EMELSUCUMBIOS.
- ✓ Instalación de 33 sistemas SFVR en las comunidades de puerto Chojón y la Aguada, Isla Puná. FEDETA - CNEL Regional Guayas - Los Ríos, Octubre - Noviembre 2009.
- ✓ Un SFA, para la cancha de fútbol el Juncal, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Noviembre 2008 – Abril 2009: Instalación de 39 paneles fotovoltaicos de 175W, 12 baterías de descarga profunda tipo Gel de 800Ah, sistema inversor/regulador Outback.
- ✓ Sistema de iluminación fotovoltaica con luminarias tipo LED, para la Escuela José María Urbina, el Chota (MEER). Noviembre 2008 – Abril 2009. Instalación

de 17 paneles fotovoltaicos de 150W, 34 baterías de descarga profunda tipo Gel de 100Ah, reguladores, luminarias LED, soportes, alimentadores.

- ✓ Sistema de energía SF y luminarias LED, en la vía hacia Ambuquí (Ibarra) y control de riego e iluminación del parque de Ambuquí, (MEER). Noviembre 2008 - Abril 2009. Instalación de 48 paneles fotovoltaicos de 75W, 48 baterías de descarga profunda tipo Gel de 100Ah.

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER, pretende incrementar la cobertura del servicio eléctrico en la Amazonía, en concordancia con los objetivos del Plan Nacional Para el Buen Vivir, que pretende mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

En la Figura 1.9, se presenta el total de viviendas a electrificar, encada una de las provincias pertenecientes a la Amazonía ecuatoriana. (Albornoz, 2011, págs. 31-32).

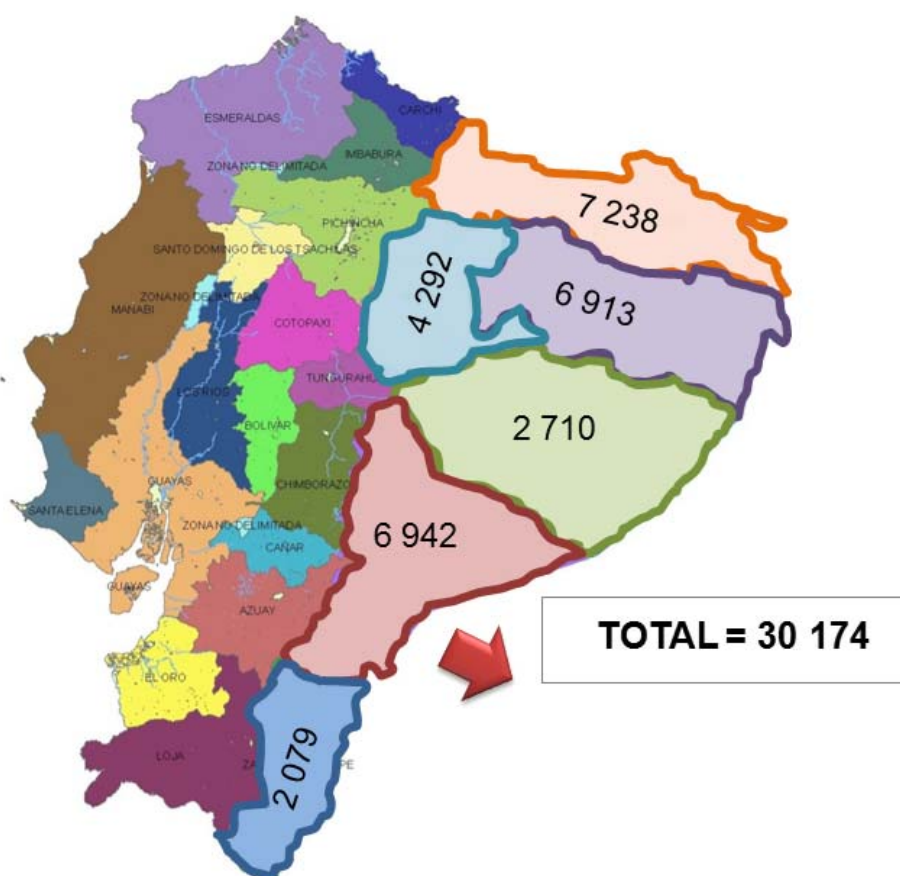


Figura 1.9. Total de viviendas a electrificar mediante SFD en la Amazonía ecuatoriana.
Fuente: Primer Seminario de Energías Renovables – Cuenca Junio del 2011.

CAPÍTULO II

EL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos, transforman la energía del sol directamente en energía eléctrica, la misma que puede ser aprovechada por usuarios aislados o conectados a la red. Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en: Sistemas Aislados (SFVA), Conectados a la Red (SFVC) y Sistemas Híbridos (SFVH).

2.1.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS (SFVA)

Generalmente los SFVA son pequeños de baja potencia, hasta microrredes donde el sistema está centralizado y sirve a varios usuarios mediante redes de distribución.

En los SFVA, la corriente generada por los paneles se almacena en un banco de baterías a través del regulador de carga que controla el voltaje y la corriente del sistema. La conexión a las cargas en corriente continua es directa, en tanto que para satisfacer las de corriente alterna se instala un inversor.

El INEN subdivide a los SFVA en:

- ✓ **SFVAR** residenciales o domiciliarios: con cargas en CC, CA o mixtas.
- ✓ **SFVAC** para uso comunitario: centros de salud, escuelas, casas comunales, iglesias, etc.
- ✓ **SFVAE** para usos especiales: telecomunicaciones, bombeo de agua, iluminación pública, sistemas de seguridad, etc.
- ✓ **SFVAM** en microrredes. Incluye las redes de distribución.

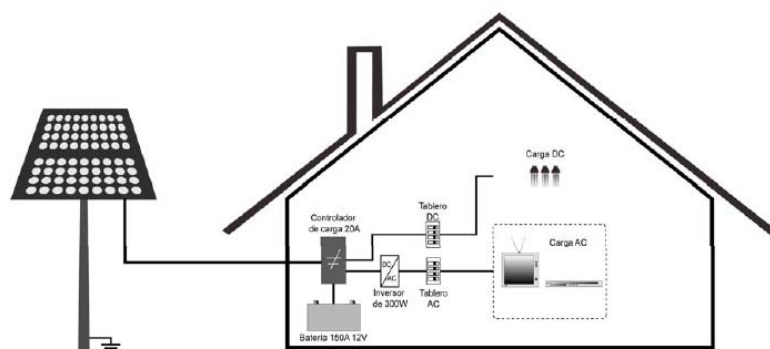


Figura 2. 1. Sistema Fotovoltaico Aislado de la Red SFVA.

2.1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFVC)

En los SFVC, la energía generada por el arreglo fotovoltaico se inyecta a la red a través de un inversor, y puede contar o no con un respaldo de baterías. En estos sistemas la generación fotovoltaica sirve a las cargas convencionales en baja tensión.

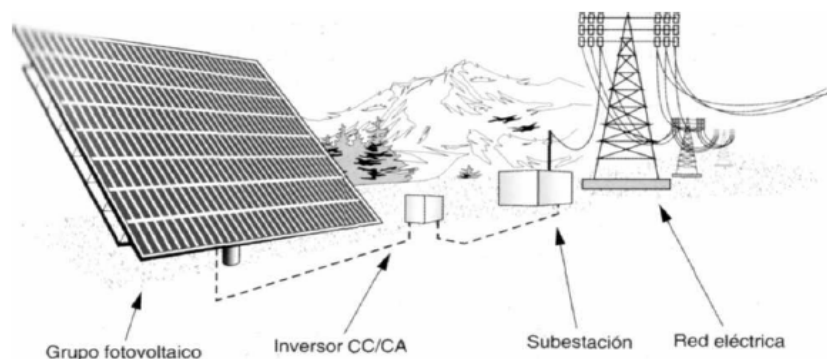


Figura 2. 2. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red SFVC.

La capacidad de un SFVC, está determinada por: la capacidad en vatios pico del arreglo fotovoltaico, la reserva de amperios hora del banco de baterías, la potencia del inversor y la capacidad del regulador de carga.

Los SFVC funcionan en corriente alterna, con voltajes generalmente monofásicos o trifásicos a 60 Hzen el Ecuador, el INEN los subdivide en:

- ✓ **SFVCS** sin respaldo de baterías.
- ✓ **SFVCB** con respaldo de baterías.
- ✓ **SFVCM** con microinversores.

2.1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS (SFVH)

LosSFVH, forman parte de un sistema grande, con energía de respaldo de fuentes renovables o no, como una microcentral hidroeléctrica, una turbina eólica, un generador de biomasa, un grupo diesel, etc. Un sistema híbrido puede ser tanto

aislado como conectado a la red. (Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN, 2009, págs. 16-17).

2.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

Un SFV es el conjunto de dispositivos que transforma la energía solar directamente en energía eléctrica, sus componentes se clasifican en: subsistema de generación o generador fotovoltaico, subsistema de acumulación o banco de baterías, subsistema de regulación o control de carga, subsistema de cargas de consumo, subsistema de inversión, subsistema de conexionado, subsistema de protección y los componentes adicionales.

2.2.1 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN

El subsistema de generación está formado por: uno o varios módulos o paneles fotovoltaicos interconectados, que forman la unidad de generación en CC, cada panel está formado por varias células fotovoltaicas, interconectadas en serie/paralelo con la finalidad de obtener el voltaje y la corriente deseada.

2.2.1.1 LA CELDA FOTOVOLTAICA

La celda fotovoltaica, es un componente que al estar expuesto a la radiación solar, genera una corriente continua CC, es decir este elemento transforma la radiación solar directamente en energía eléctrica en forma de corriente continua, mediante el efecto fotovoltaico (1.1.4).

Las celdas fotovoltaicas generalmente son construidas utilizando un grupo de minerales semiconductores, el más usado es el silicio (Si), pero tiene que ser de un alto grado de pureza para lograr el efecto fotovoltaico, esto provoca que los costos de elaboración de las celdas fotovoltaicas sea elevado.

2.2.1.1.1 FUNCIONAMIENTO DE LA CELDA FOTOVOLTAICA

El átomo de silicio tiene un número atómico 14, es decir tiene 14 electrones y protones, con sus dos primeras capas orbitales llenas (2 y 8 electrones respectivamente). La tercera capa orbital puede tener hasta 8 electrones pero el silicio solo ocupa cuatro, quedando cuatro “huecos” libres. En un cristal de silicio los átomos “enlazan” sus electrones con los huecos del átomo contiguo formando una unión muy sólida entre sí. Un cristal de silicio puro es un aislante pues no tiene electrones libres, y se lo conoce como **silicón intrínseco**.

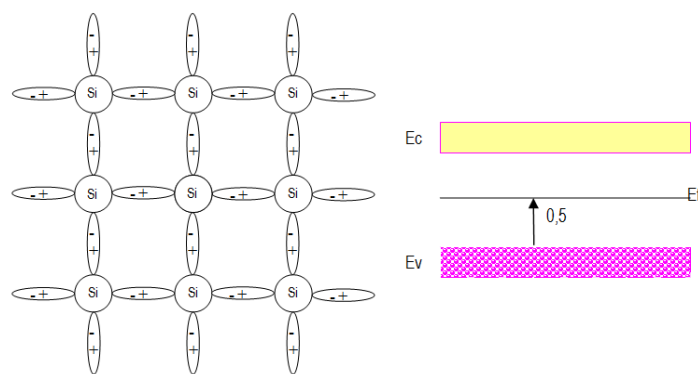


Figura 2. 3. Estructura atómica del Silicio intrínseco o puro, bandas de valencia y conducción.

La probabilidad de encontrar un electrón entre la banda de valencia (E_v) y la de conducción (E_c) es de 0,5, el elemento se encuentra en equilibrio, lo cual viene determinado por el Nivel de Energía de Fermi. Dependiendo de su nivel de energía los electrones van ocupando niveles orbitales, desde el de menor energía hasta el de mayor energía.

A la temperatura del cero absoluto, la capa exterior de estos niveles, es decir la de máxima energía, es el Nivel de Energía de Fermi. Con el aumento de la temperatura o por la acción de los fotones, la probabilidad de que los electrones pasen a la banda de conducción aumenta.

Si al silicón intrínseco se introduce impurezas combinándolo con otro elemento, las propiedades del material cambian y favorecen a la creación de electrones o huecos libres, esto se denomina dopar el material. Los elementos preferidos para este propósito son: el fósforo (P), que tiene 5 electrones de valencia y el boro (B) que

tiene 3 electrones de valencia. El silicio así dopado se lo conoce como silicio extrínseco.

Al introducir un átomo de (P) se tiene un electrón adicional, el material es un donante de electrones y se llama material tipo **N** (negativo). El nivel de energía de Fermi se acerca a la banda de conducción.

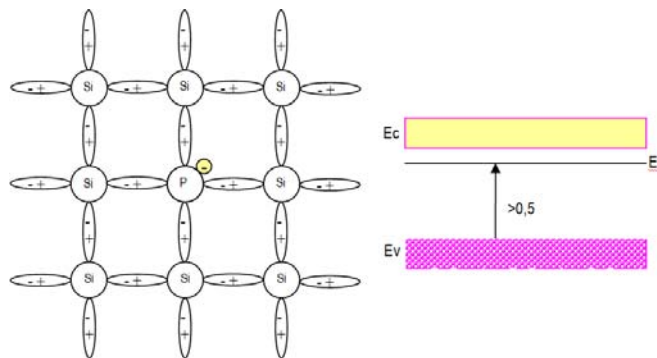


Figura 2. 4. Estructura atómica del Silicio dopado con fósforo, semiconductor tipo N.

Al dopar al Silicio con (B), queda un hueco libre, el material es un receptor de electrones y se lo conoce como material tipo **P** (positivo). El nivel de energía de Fermi se acerca a la banda de valencia. (Sánchez S. , Energías Renovables Conceptos y Aplicaciones, 2004, págs. 42-44).

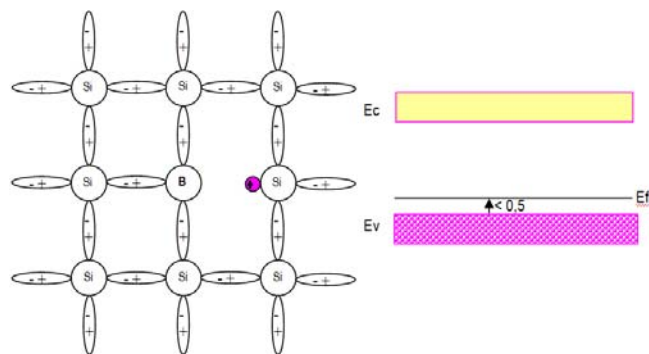


Figura 2. 5. Estructura atómica del Silicio dopado con Boro, semiconductor tipo P.

2.2.1.1.2 LA UNIÓN P-N

Al unir los dos tipos de semiconductores **P** y **N** los niveles de Fermi se alinean y se produce en una primera instancia un intercambio rápido de iones (positivos y negativos) entre los dos materiales.

Los niveles de Fermi iniciales de los materiales separados se mueven: en el material tipo **P** asciende hacia la banda de conducción, adquiriendo un potencial negativo (de $E_{f_{o-p}} \rightarrow E_{f'}$), en el material tipo **N** desciende a la banda de valencia, con un potencial positivo (de $E_{f_{o-n}} \rightarrow E_{f'}$).

Entonces en la unión se forma una diferencia de potencial o campo eléctrico entre los dos materiales. El nivel de energía (voltaje) en la zona prohibida E_g , se reduce debido a los voltajes V_n y V_p .

En la unión P-N, $V_n + V_p \approx 0,3 V$, entonces el voltaje de la unión sin aplicar una corriente externa es $V_B \approx 0,8 V$.

Debido a la temperatura, en la zona de intercambio se produce un flujo de electrones desde el material **N** hacia el **P** y por ende una corriente de generación I_g . Para mantener el equilibrio eléctrico en el material, se crea una corriente de recombinación I_r , de igual magnitud y sentido opuesto a I_g .

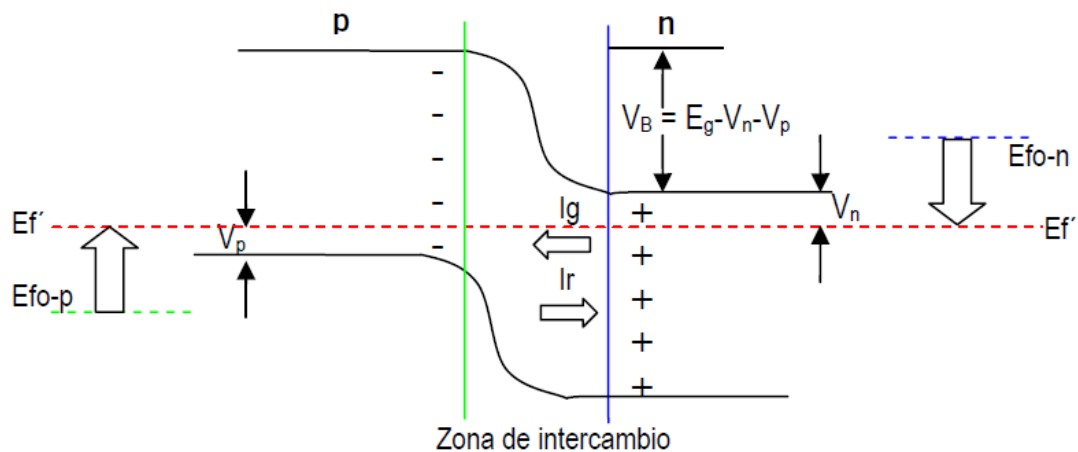


Figura 2. 6. Unión P-N, los niveles de Fermi se igualan.

Al aplicar un voltaje hacia adelante ($V_B < V$) en los extremos del material P-N, se incrementa el voltaje V_p y por ende la corriente I_r .

Si se aplica un voltaje hacia atrás ($V_B > V$), se incrementa el voltaje V_n , y se reduce la corriente I_r hasta cero. Entonces se forma una especie de compuerta electrónica que solo permite el paso de la corriente en un sentido, es decir un diodo.

La corriente resultante del diodo es $I_D = I_r - I_g$.

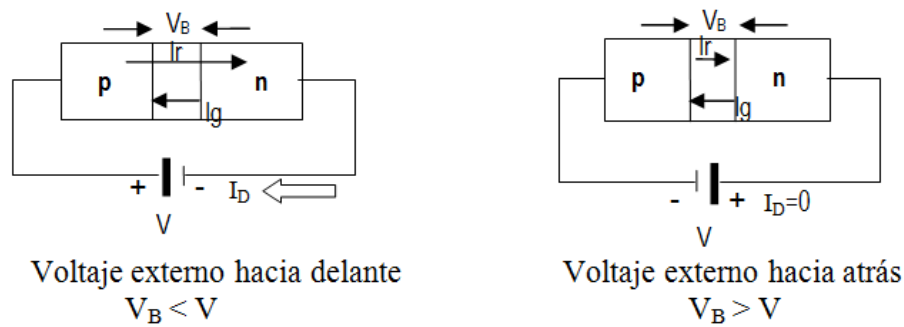


Figura 2. 7. Aplicación de voltaje externo y su efecto en la corriente.

2.2.1.1.3 EFECTO DE LA LUZ EN LA UNIÓN N-P

Cundo los fotones impactan con los electrones de la zona de intercambio, estos saltan hacia el lado **P** y se crea una corriente de generación por acción de los fotones I_L , que se suma a la corriente de generación I_g .

Entonces se produce un efecto similar al ocurrido en un diodo, al aplicar un voltaje externo hacia adelante, pero en este caso el “voltaje externo” proviene del Sol, generando una corriente eléctrica en un semiconductor extrínseco.

La corriente resultante de la celda es:

$$I' = I_L + I_g - I_r = I_D - I_L \quad (2.1)$$

La corriente I que genera una celda solar viene dada por la ecuación:

$$I = I_L - I_g * \exp(V/V_T)^{-1} \quad (2.2)$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (2.3)$$

I = Corriente de la celda solar en el circuito eléctrico (se toma del polo positivo al negativo) $I = -I'$ en [A].

I_L = Corriente generada por los fotones en la celda solar, foto corriente [A].

I_S = Corriente de saturación con voltaje externo hacia atrás, máximo antes de la ruptura de avalancha en [A]. Se conoce también como corriente de fuga o difusión. En las celdas solares I_S está en el orden de los 10^{-8} A/m^2 .

V = Voltaje externo de la celda solar, usualmente entre 0,4 a 0,6 [V].

V_T = Voltaje propio de la celda en función de la temperatura en [V].

q = Carga del electrón $= 1,6 * 10^{-19}$ Coulomb [C].

k = constante de Boltzman $k = 1,38 * 10^{-23} \text{ [J/K}^{-1}\text{]}$.

T = temperatura absoluta de la celda en grados Kelvin [K].

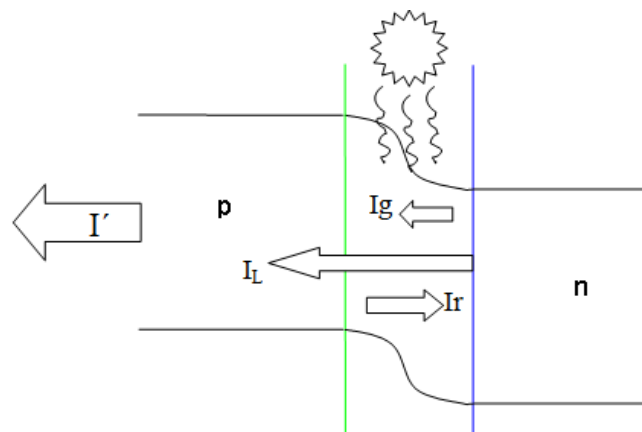


Figura 2. 8. Corrientes actuantes en una celda fotovoltaica.

2.2.1.1.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR

A una celda fotovoltaica real representada por el siguiente circuito eléctrico equivalente. (Sánchez S. , Energías Renovables Conceptos y Aplicaciones, 2004, pág. 48).

La corriente I de la celda solar es:

$$I = I_L - I_D - \frac{(V - I R_s)}{R_p} \quad (2.4)$$

R_s = Representa las pérdidas, debe ser la menor posible.

R_p = Representa los defectos estructurales al interior de la celda que producen pérdidas, será la más grande posible.

I_L = Corriente generada por los fotones en la celda, fotocorriente en A.

I_D = Corriente del diodo, depende de las características, calidad de la celda y de la radiación solar, en [A].

V = Voltaje externo de la celda solar, en [V].

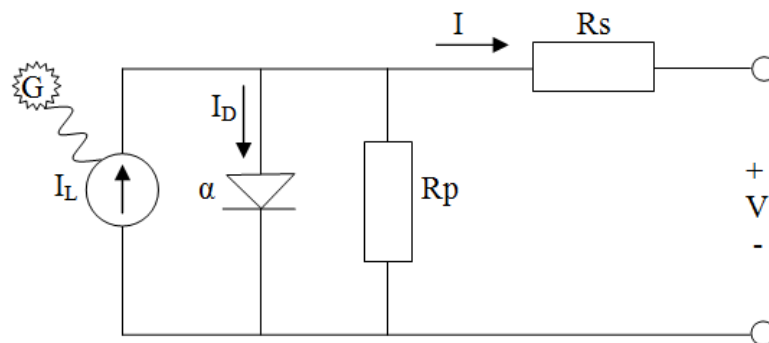


Figura 2. 9. Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica.

2.2.1.1.5 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

Existen básicamente tres tipos de celdas solares denominadas como: mono-cristalino, poli-cristalino y amorfo o de película delgada, como se muestra en la figura 2.10.

Estructura mono-cristalina: Las células mono-cristalinas fueron las primeras en ser construidas, ya que se podían emplear las mismas técnicas usadas en la fabricación de diodos y transistores.

A este tipo de células, se conoce simplemente como cristalina, se le asigna la abreviatura (**cSi**). El proceso de fabricación requiere un alto consumo de energía, lo que eleva el costo de estas células, son las que proporcionan la mayor eficiencia.

Estructura poli-cristalina: La versión poli-cristalina (**pSi**) se obtiene fundiendo silicio de grado industrial, el que se vierte en moldes rectangulares. Como el costo del material y el procesado se simplifican, las células policristalinas alcanzan un valor intermedio entre las cristalinas y las amorfas. La eficiencia es menor al de las células cSi, pero en los últimos años su eficiencia de conversión ha incrementado.

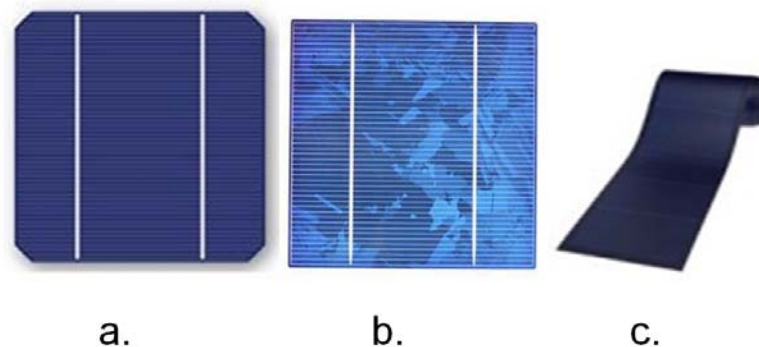


Figura 2. 10. Celda fotovoltaica, (a) Mono-cristalina, (b) Poli-cristalina.

Estructura amorfa: El otro tipo corresponde a las células amorfas (a=sin; morfo=forma), no poseen una estructura cristalina. El espesor del material activo en estas células es diez (10) veces menor que el de una célula de cSi. Esto, a su vez, contribuye a bajar el costo y reduce la eficiencia de conversión de las células. (Gasquet, 2004, págs. 29-30).

2.2.1.1.6 INTERCONEXIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Un panel fotovoltaico se compone de varias celdas conectadas entre sí, como se indica en la figura 2.11. Generalmente es el nivel de voltaje el que determina la unión de celdas en serie, hasta llegar a valores estandarizados de 6, 12, 24, 36, o 48 Vcc. Cada celda genera 0,5 Vcc, y es así que para un panel de 12 Vcces necesario conectar 24 celdas en serie. La corriente en una conexión en serie es la misma, pues hay un solo camino para el circuito.

Para incrementar la corriente en un panel se debe realizar una conexión serie/paralelo, aunque es preferible unir varios paneles en paralelo hasta obtener la corriente requerida.

Si una celda se daña, o no incide luz sobre ella por efecto de una sombra, o si está cubierta, y las demás celdas están activas, se produce un voltaje alto (negativo) en los terminales de la celda afectada, lo que se conoce como corriente de fuga o avalancha que puede destruir la celda. Para evitar esto se utiliza diodos puente (diodos bypass) para grupos de celdas, de esta forma permitir un paso alternativo de la corriente. (Sánchez S. , Energías Renovables Conceptos y Aplicaciones, 2004, págs. 53-54).

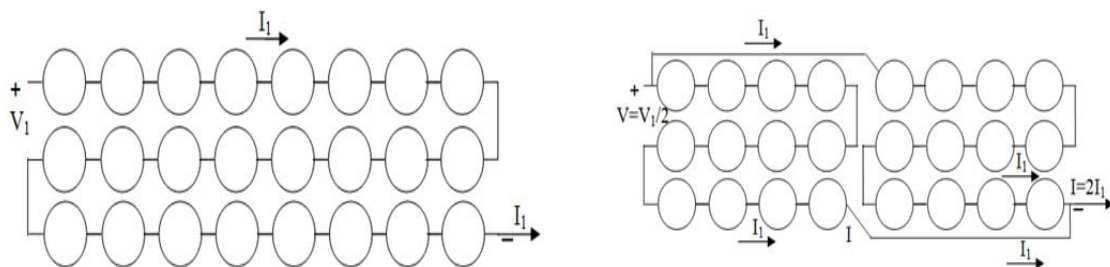


Figura 2. 11. Conexión en Serie y Paralelo de celdas Fotovoltaicas formando un panel fotovoltaico.

2.2.1.2 ESTRUCTURA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

Debido a su fragilidad las células fotovoltaicas, son vulnerables a los fenómenos naturales como la lluvia, granizo, polvo, humedad, etc., esta característica sumada a la necesidad de disponer de un voltaje de salida práctico superior a 0,5 V, estandarizado en: 6, 12, 24, 36 o 48 Vcc, hace que sea necesario el uso de una estructura mecánica rígida y hermética en cuyo interior se puedan emplazar varias células FV.

El módulo o panel fotovoltaico cumple estos requerimientos, además facilita el transporte, las conexiones externas, y el montaje del mismo sobre una estructura de soporte.

2.2.1.2.1 PARTES QUE FORMAN UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

En la figura 2.12 se presenta cada una de las partes que forman un módulo o panel fotovoltaico, las mismas que se describen a continuación:

- 1) **Marco del panel.** Está construido de aluminio anodizado, para evitar la oxidación.
- 2) **Superficie colectora.** Tiene un vidrio templado o plástico de alto impacto con un alto valor de transmisividad de la luz incidente, ambos materiales resisten severas granizadas y vientos portadores de arena o tierra, el vidrio proporciona la acción auto-limpiante.
- 3) **Material esponjoso.** Cumple la función de proteger los bordes del vidrio y proveer un cierre hermético, todos los materiales expuestos a la luz solar son resistentes a la acción deteriorante de los rayos ultravioleta.
- 4) **La junta selladora.** Colocada a lo largo del marco, impide el ingreso de humedad al interior del panel, evitando que las conexiones internas se oxiden o causen la apertura del contacto al semiconductor.
- 5) **La célula fotovoltaica.**
- 6) **Material encapsulante,** de alta transparencia para cubrir a la célula FV.
- 7) **Sostén rígido plástico o metálico,** conocido como sustrato.
- 8) **Cara posterior del panel,** tiene una superficie de sostén, de plástico o metálica para mejorar la disipación de calor, que es un factor muy importante al tratar la potencia de salida de un panel FV.

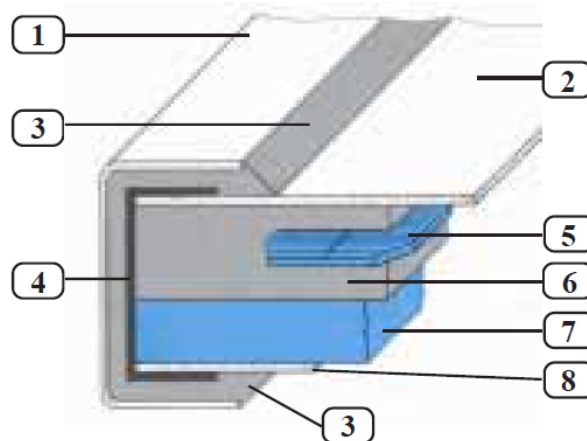


Figura 2. 12. Estructura mecánica de un panel fotovoltaico.

La vida útil de un panel trabajando como generador depende de la construcción del mismo y no de la vida útil de las celdas FVs, ya que no se conoce el límite de la vida útil de un semiconductor. (Gasquet, 2004, págs. 33-34).

2.2.1.2.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

Corriente de corto circuito I_{SC} : es la corriente que se obtiene de la célula cuando la tensión en sus terminales es cero voltios. Constituye la máxima corriente que se puede obtener de la célula.

Voltaje de circuito abierto V_{OC} : es el voltaje en el cual los procesos de recombinación igualan a los de generación, por lo tanto la corriente que se extrae es nula. El máximo voltaje que puede extraer de una célula es de 0,5 a 1V.

Potencia máxima P_{MAX} : la potencia de una célula viene dada por $P = V * I$, pero al ser V_{OC} máxima I es cero y al ser I_{SC} máxima V es cero, por lo que en ambos casos $P = 0$, entonces existe un valor entre estos dos extremos en el cual P sea máxima.

$$P_{MAX} = I_{MAX} * V_{MAX} \quad (2.5)$$

Factor de forma, FF: el máximo valor que puede tomar el FF es 1, cuanto más próximo sea a la unidad mejor será la célula. (CENTROSUR, 2010, págs. 10-11).

$$P_{MAX} = I_{SC} * V_{OC} * FF \quad (2.6)$$

Eficiencia de celdas y módulos fotovoltaicos: la eficiencia de conversión es la relación porcentual entre la energía eléctrica generada, y la energía luminosa utilizada para obtenerla. (Sánchez S. , Energías Renovables Conceptos y Aplicaciones, 2004, pág. 51).

$$\eta_{Celda} \% = \frac{P_M}{G * A_C * N_C} \quad (2.7)$$

$$\eta_{Panel} \% = \frac{P_M}{G * A_M} \quad (2.8)$$

η_e = eficiencia de una celda fotovoltaica.

P_M = potencia nominal del panel fotovoltaico en W_p .

G = radiación solar en W/m^2 .

A_C = área de la celda en m^2 .

A_M = área total del módulo en m^2 .

N_C = número de celdas en el panel.

2.2.1.1.5 CURVA CORRIENTE-VOLTAJE DE LA CELDA SOLAR

El funcionamiento de una celda solar se puede representar por una curva de **Corriente – Voltaje ($I - V$)**. Si la celda no está conectada a ninguna carga se tiene un voltaje en circuito abierto V_{oc} , y cuando la celda está cortocircuitada la corriente es I_{sc} .

Al incrementar el voltaje desde 0 hasta V_{oc} , la corriente se mantiene casi constante hasta un voltaje máximo V_{max} , y de allí desciende rápidamente. Como $P = V * I$, se puede calcular la potencia en cualquier punto de la curva ($I - V$). Pero lo que interesa es obtener la máxima potencia, es decir cuando el área del rectángulo ($V * I$) es máximo. A este punto se conoce también como, punto de máxima potencia (MPP).

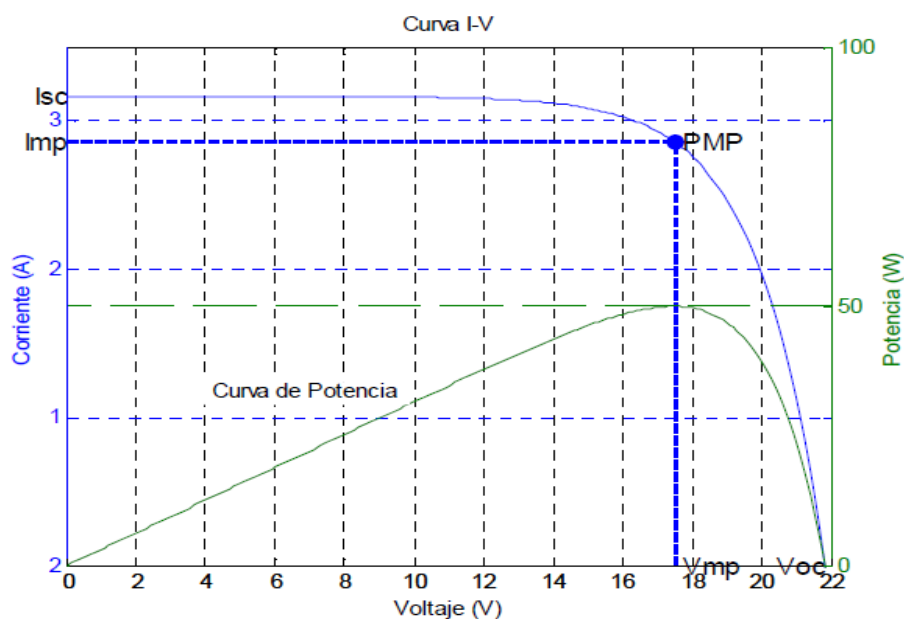


Figura 2. 13. Curva Corriente-Voltaje y potencia de la celda fotovoltaica.

2.2.1.2.3 EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR Y LA TEMPERATURA

El cambio de la intensidad de radiación provoca la variación de la corriente de salida para cualesquier voltaje, es decir la corriente varía de forma proporcional a la radiación solar, mientras el voltaje se mantiene prácticamente constante.

El incremento de temperatura, produce la reducción del voltaje de forma inversamente proporcional al incremento de temperatura.

En la figura 2.14 se puede apreciar los efectos de la radiación y la temperatura en un panel fotovoltaico. La potencia extraída es prácticamente la misma para las diferentes temperaturas, esto se debe a que el sistema no trabaja en el punto de máxima potencia.

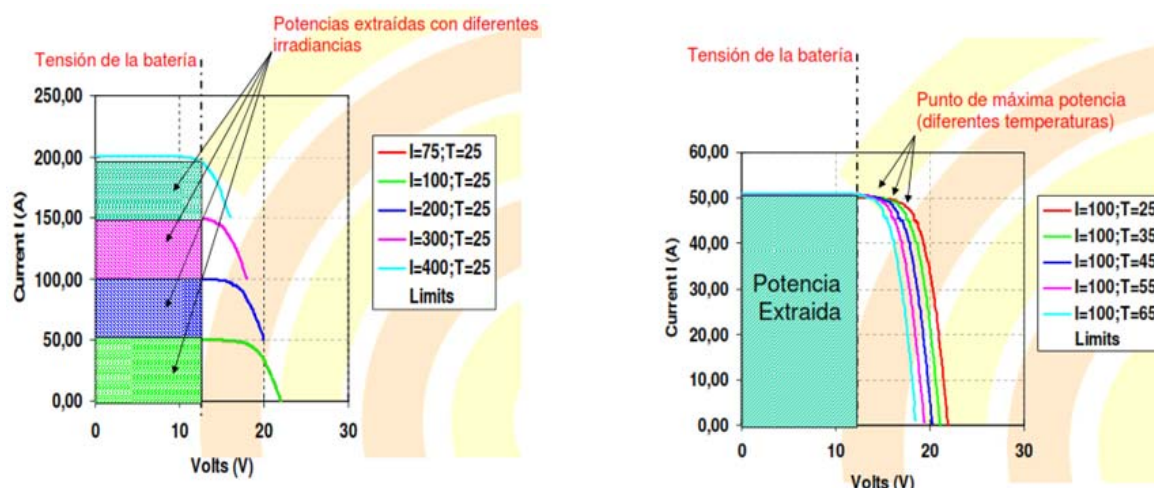


Figura 2. 14. Efectos de la radiación solar (izquierda). Efecto de la temperatura (derecha), sobre un módulo fotovoltaico.

2.2.2 SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN O BANCO DE BATERÍAS

El subsistema de acumulación o banco de baterías, está formado una o varias baterías interconectadas en serie/paralelo, dependiendo del nivel de voltaje o de la máxima corriente de circulación.

2.2.2.1 LAS BATERÍAS

Las baterías son elementos que permiten el almacenamiento de energía eléctrica, constituyendo de esta forma una fuente de energía eléctrica portable, generalmente están formadas por varios vasos o celdas de almacenamiento, de cada vaso se extrae un voltaje nominal de 2Vcc, por lo cual se forman arreglos que suministren 6, 12, 24, 36 o 48 Vcc.

El proceso de carga y descarga de una batería, se realiza mediante un proceso electroquímico reversible. El primer proceso de conversión, tiene lugar durante el proceso de carga de la batería, en este proceso la energía eléctrica es transformada en energía química. Durante la descarga de la batería, utilización de la energía almacenada, la energía química se transforma nuevamente en energía eléctrica.

Como todo proceso de conversión, también viene acompañado de inevitables pérdidas de energía. (Gasquet, 2004, pág. 47).

2.2.2.1.1 ESTRUCTURA DE UNA BATERÍA

Como se puede apreciar en la figura 2.15, las placas que forman las celdas de almacenamiento constan de los siguientes elementos: **(1)** material activo, tiene una estructura esponjosa, la que se deposita sobre una rejilla de sostén de plomo **(2)**. Las lengüetas **(3)**, de cada rejilla sirven para interconectar las placas de igual polaridad a la barra correspondiente, las placas adyacentes tienen las lengüetas en el extremo opuesto, para permitir la separación de las barras de diferente polaridad. El separador **(4)**, envuelve a la placa como un sobre proporcionando aislamiento a toda la superficie activa.

A diferencia de las celdas (baterías) convencionales, las celdas solares se construyen con mayor cantidad de material activo por unidad de volumen, esto para alargar la vida útil de los acumuladores.

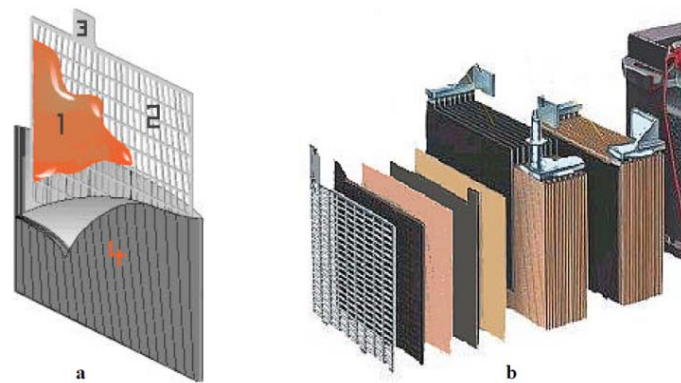


Figura 2. 15. Construcción de placas de almacenamiento.

2.2.2.1.2 CONEXIONADO INTERNO DE LAS CELDAS

Las placas de igual polaridad dentro de una celda están conectadas en paralelo mediante las barras de conexión entre placas. La conexión entre celdas se realiza al interconectar dos placas de polaridad opuesta a la barra de conexión entre celdas, de esta forma se establece una conexión serie entre celdas, como se puede apreciar en la figura 2.16.

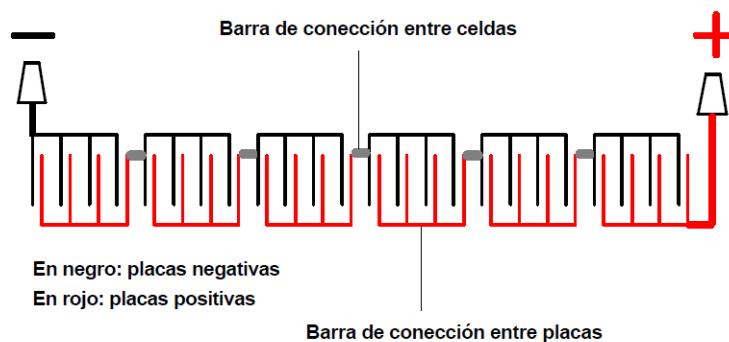


Figura 2. 16. Conexionado interno de las celdas de almacenamiento.

2.2.2.1.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS BATERÍAS

Los parámetros eléctricos de una batería son:

Capacidad de almacenamiento de energía: es la cantidad de energía que puede ser acumulada por una batería, está dada por el producto del voltaje nominal por el número de Amperios/hora, se mide en **Wh o KWh**.

Régimen de carga/descarga: es la corriente aplicada a la batería para restablecer/extraer la capacidad disponible.

Máxima corriente de descarga: la industria ha estandarizado la prueba que determina el valor de la máxima corriente de descarga. El valor de la máxima corriente es aquel que permite una descarga continua de 20 horas, luego del cual la energía en reserva representa el 20% de la máxima con la que inició la descarga. Las corrientes superiores a $C/20$, si no son debidas a transitorios de corta duración en la carga, generan una disipación de calor $(I^2 \cdot r_i)$, que daña a la batería en forma permanente, (r_i es la resistencia interna de la batería).

Profundidad de descarga (PdD): representa los Amperios-hora extraídos de una batería plenamente cargada, se expresa en tanto por ciento. Cuando se efectúa la prueba para determinar el valor en Ah de una batería solar, la PdD debe alcanzar un mínimo de 80%.

Voltaje de Corte: es el voltaje para el cual finaliza la descarga de la batería. Es función del régimen de descarga, del tipo y modelo de batería.

Estado de Carga: capacidad disponible en la batería, expresada en tanto por ciento de la capacidad nominal.

Ciclo: secuencia de carga/descarga para una profundidad y régimen de descarga determinados.

Ciclos de Vida: es el número de ciclos que una batería puede soportar, funcionando de forma correcta, sin daño permanente ni afección a su vida útil.

Vida Útil: periodo durante el cual, la batería es capaz de operar bajo determinadas condiciones manteniendo su capacidad y rendimiento.

Rendimiento: el rendimiento de una batería puede expresarse de dos formas:

- ✓ **Rendimiento farádico (Ah):** Relación entre carga extraída (en Ah) y carga total en (Ah), requerida para establecer el estado inicial de carga.
- ✓ **Rendimiento energético (Wh):** Igual que el anterior, pero en Wh.

2.2.2.2 LAS BATERÍAS SOLARES

En sistemas fotovoltaicos, se usa un tipo especial de baterías, llamadas baterías solares. Una batería solar está diseñada para soportar niveles de descarga profundos durante muchos ciclos de carga y descarga, por lo que son llamadas también baterías de ciclo profundo.

Generalmente las baterías solares se fabrican de tal forma que suministren voltajes de salida de 6, 12, 24, 36 y 48 Vcc. Se utilizan diferentes tipos de celdas, pero todas tienen un bajo voltaje nominal de salida, que oscila entre 1,2 y 2Vcc. Por esta razón es necesario interconectar celdas en serie para conseguir el voltaje nominal de salida deseado, y en paralelo para incrementar el valor de la máxima corriente de carga/descarga, que la batería podrá mantener de forma continua.

Las celdas son colocadas dentro de cajas, las mismas que están hechas de plástico, resistente al impacto y a la acción corrosiva de los electrolitos utilizados. (Gasquet, 2004, pág. 48).

2.2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS SOLARES

Las características que tienen que cumplir las baterías solares son las siguientes:

- ✓ Entregar la máxima corriente durante un determinado período de tiempo sin la necesidad de recarga.
- ✓ Larga vida útil, dada por el número de ciclo de carga/descarga, soportar ciclos más profundos y prolongados de descarga cuando el sistema no genera la suficiente energía para cubrir la demanda.
- ✓ Permitir un alto nivel de profundidad de descarga.
- ✓ Estar en la capacidad de suministrar corrientes superiores a la entregada por el generador fotovoltaico, por ejemplo para el arranque de motores.
- ✓ Estar libres o requerir un mantenimiento mínimo, puesto que se instalan en lugares alejados y de difícil acceso.
- ✓ Alta capacidad de reserva, para mantener la energía suficiente durante los períodos críticos de baja radiación que se puedan presentar.

2.2.2.2.2 TIPOS DE BATERÍAS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los avances tecnológicos de los últimos años, ha propiciado un impulso en la industria dedicada a la fabricación de baterías, se han probado nuevos materiales, modelos y disposición de elementos. Además se ha buscado mejorar el rendimiento energético, vida útil, reducir los requerimientos de mantenimiento, mejorar la seguridad, bajar los costos, etc.

En la actualidad es posible encontrar una nueva terminología, que introducen los fabricantes de los nuevos modelos de baterías, es así que surge la llamada unidad de energía de vida *LEU* (Life Energy Unit). El número de LEUs dado para una determinada unidad, representa el número de KWh que la batería será capaz de entregar durante su vida útil. (CENTROSUR, 2010, págs. 28-30).

Inicialmente los SFD eran instalados con baterías de convencionales (plomo – ácido), en la actualidad existen diferentes tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas, entre ellas se tiene:

- ✓ Baterías Pb-ácido convencionales.
- ✓ Baterías Pb-ácido libres de mantenimiento (SLI).
- ✓ Baterías tubulares.
- ✓ Baterías con electrolito tipo GEL.
- ✓ Baterías GEL-VRLA.
- ✓ Baterías AGM.
- ✓ Baterías níquel-cadmio (Ni-Cd).

2.2.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN

El regulador de carga es cerebro de un Sistema Fotovoltaico Aislado, sin la utilización de un regulador de carga no es posible proporcionar energía eléctrica de forma confiable y eficiente mediante un SFA.

La misión del regulador de carga es de suma importancia, ya que se trabaja con una fuente de energía totalmente variable a lo largo del día y durante todo el año. Al no existir un sistema regulador, los módulos solares pueden generar corrientes

superiores a las corrientes de carga permitidas por el banco de baterías, esto ocasionaría que el electrolito pierda agua y cause el deterioro de los acumuladores.

Generalmente el control del estado de carga de las baterías se realiza por la medición del voltaje en bornes, usando los datos proporcionados por los diferentes fabricantes de baterías, ya que existe una relación entre estos parámetros. De esta forma, el circuito de control del regulador de carga sabe en qué momento debe empezar a actuar, limitando el voltaje y la corriente proporcionada por el generador fotovoltaico.

El regulador controla constantemente el voltaje de los acumuladores durante el proceso de carga y descarga. Una vez que se ha completado la carga del acumulador, el regulador interrumpe el paso de corriente, evitando de esta forma la pérdida del electrolito y un posible calentamiento de los acumuladores. Cuando el voltaje del acumulador desciende, el regulador vuelve a permitir el paso de corriente, recargando el acumulador.

La descarga excesiva de los acumuladores puede producir daños irreparables en su capacidad útil. Entonces el regulador emite una señal, indicando que se ha alcanzado el máximo nivel de descarga permitido, de esta forma el usuario puede evitar las descargas profundas preservando por tanto la vida útil de las baterías. Una vez que se llega al límite de descarga, el regulador desconecta automáticamente la carga, hasta que el banco de acumuladores recargue la suficiente energía, luego el regulador conecta la automáticamente la carga.

Ciertos reguladores informan del estado de carga de los acumuladores de forma continua para que el usuario pueda planificar y gestionar mejor el consumo, en función de la energía útil disponible. Existen reguladores que ofrecen información sobre la energía generada, almacenada y consumida. Otros incluyen un elemento sensible a la temperatura (termistor), que varía automáticamente los ajustes de carga, alarma y desconexión por descarga en función de la temperatura ambiente.

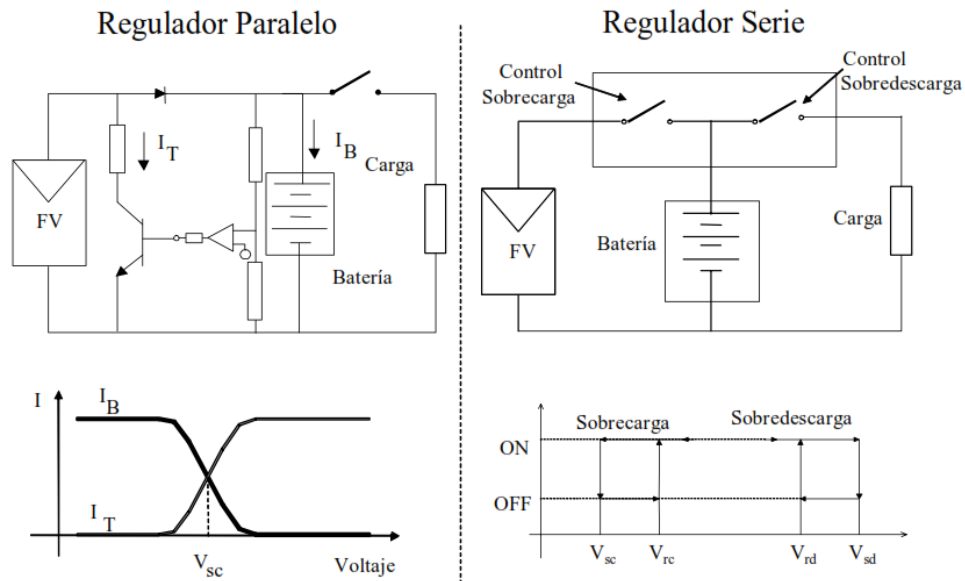


Figura 2. 17. Esquema básico de operación del regulador de carga en Serie y Paralelo.

Con el avance de los microprocesadores y microcontroladores algunos fabricantes han desarrollado reguladores muy versátiles que se adaptan fácilmente a las diferentes condiciones de trabajo, niveles de voltaje, y tipos de baterías.

Existen dos formas de realizar el control de carga (CdC): control en serie y control en paralelo. La siguiente figura presenta como las dos versiones varían el valor de la corriente de carga.

2.2.3.1 CONTROL EN PARALELO

Estos reguladores se conectan en paralelo con el grupo generador y el sistema de acumulación, detectando el voltaje en los bornes de la batería y cuando el voltaje alcanza un valor establecido, crean una vía de baja resistencia a través del grupo generador, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías. Los reguladores de este tipo disipan toda la corriente de salida del grupo generador cuando el acumulador alcanza el estado de plena carga.

2.2.3.2 CONTROL EN SERIE

En la actualidad se puede encontrar un tipo de regulador de carga que no disipa virtualmente nada de energía y que se le ha denominado tipo serie. La única

potencia necesaria, es la requerida en el interior del equipo para los circuitos de detección y control.

Estos equipos se basan en el concepto de la regulación en serie, el grupo generador se desconecta de la batería cuando se logra el estado de plena carga. Es decir, este equipo es equivalente a un interruptor en serie que proporciona baja resistencia ($m\Omega$), desde el grupo generador al sistema de acumulación durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo generador y la batería cuando está se encuentra plenamente cargada. (CENTROSUR, 2010, págs. 18-19).

2.2.4 SUBSISTEMA DE CARGAS DE CONSUMO

Un sistema fotovoltaico en general dispone de potencia útil limitada, especialmente si se trata de SFA, por esta razón es recomendable el uso de equipos de consumo eficientes tales como: focos ahorradores, tipo LED, con pantalla reflectora, televisores tipo LED, radios y equipos estéreo de bajo consumo, refrigeradoras del tipo solar, bombas de agua de alta eficiencia y los conductores dimensionados adecuadamente para reducir la caída de voltaje en las acometidas y en las instalaciones interiores.

Básicamente existen dos tipos de cargas eléctricas, en corriente alterna CA y en corriente continua CC, también se puede tener una combinación de cargas en CA y CC, denominadas cargas mixtas.

2.2.4.1 CARGAS EN CORRIENTE ALTERNA

A pesar de su bajo costo, son muy poco utilizadas en instalaciones fotovoltaicas. La utilización de cargas en CA, hace que sea necesaria la instalación de un inversor de CC/CA.

Como regla general, en toda instalación fotovoltaica hay que evitar en lo posible la utilización de inversores. Por dos motivos diferentes; el costo final del sistema, y la fiabilidad del sistema, los equipos que operan mediante el inversor o convertidor salen de funcionamiento, si éste sufriera alguna avería.

2.2.4.2 CARGAS EN CORRIENTE CONTINUA

En la actualidad se pueden encontrar en el mercado gran cantidad de electrodomésticos adaptados al voltaje de 12 Vcc: luminarias, radios, lavadoras, televisiones, refrigeradoras, bombas, etc. Estos equipos generalmente están diseñados para tener una alta eficiencia y de este modo aprovechar al máximo los recursos energéticos disponibles. Lo cual los convierte en ideales para su empleo en instalaciones solares fotovoltaicas.

2.2.4.3 ELEMENTOS DE ILUMINACIÓN EN CC Y CA

La gran mayoría de SFD implementados, son empleados para satisfacer la demanda de energía eléctrica, principalmente de iluminación.

La eficiencia lumínica de las lámparas a utilizar será la más alta posible, los puntos de iluminación tienen que ser distribuidos de forma correcta, para obtener una iluminación total del área interna de la vivienda.

Si todos los circuitos de iluminación funcionan a corriente continua, se evita el uso del inversor y los posibles inconvenientes que este pueda ocasionar, adicionalmente representa un ahorro en el costo total del sistema, pero en la actualidad en el mercado existen varios tipos de lámparas en corriente alterna de alta eficiencia y bajo consumo tales como: lámparas fluorescentes, lámparas de inducción, focos ahorradores o lámparas compactas fluorescentes (LCF), lámparas LED, etc., cada una con sus respectivas ventajas y desventajas.

2.2.4.3.1 LÁMPARAS FLUORESCENTES

Compuesta por un tubo de vidrio fino, revestido interiormente con una capa que contiene fósforo y otros elementos que emiten luz visible al recibir el impacto de la radiación ultravioleta de onda corta. El tubo contiene una pequeña cantidad de

mercurio y un gas inerte, generalmente neón o argón, a una presión ligeramente inferior a la presión atmosférica.

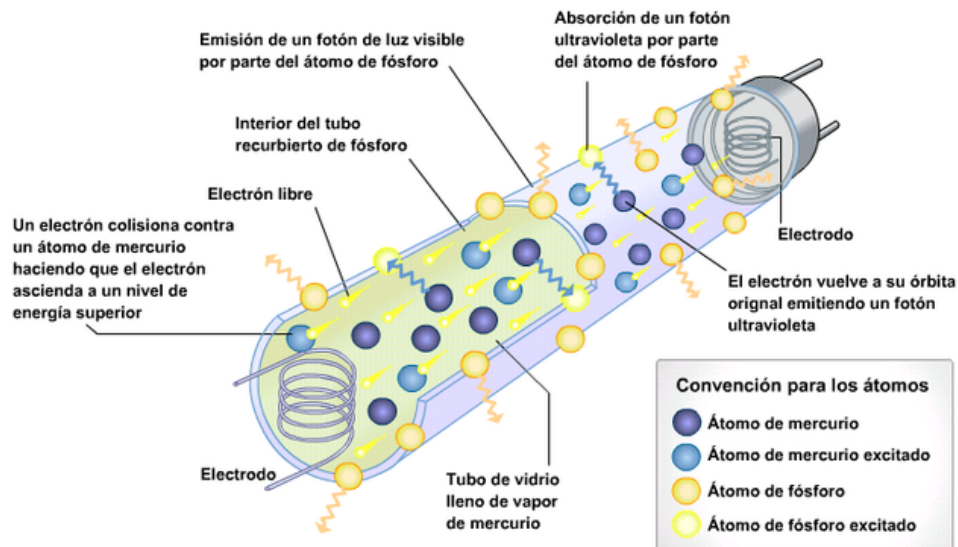


Figura 2. 18. Funcionamiento de una lámpara fluorescente.

El rendimiento lumínico de las lámparas fluorescentes está entre los 50 y 90 lm/W, su vida útil varía entre las 5000 y 15000 horas, son más eficientes que las lámparas incandescentes.

Estas luminarias no se conectan directamente al circuito de alimentación de un SFV, necesitan de un inversor para obtener el voltaje y la frecuencia adecuada para su funcionamiento, los elementos utilizados para esta finalidad son las reactancias electrónicas o balastos transistorizados, capaces de generar frecuencias del orden de los 20 KHz e incluso mayores.

2.2.4.3.2 LÁMPARA FLUORESCENTE COMPACTA (LCF)

Generalmente se los conoce como focos ahorradores, pero en realidad son LCF. En su interior contiene un gas compuesto de argón y una pequeña cantidad de vapor de mercurio. Irradia un espectro de luz visible diferente al emitido por los focos incandescentes, denominado luz blanca suave. Las LCF, tienen una eficiencia de 4 a 6 veces mayor que un foco incandescente, su vida útil está alrededor de las 10000 horas.



Figura 2. 19. Luminaria LCF, Sundaya-Qlite 600, utilizada en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

El principal inconveniente para la utilización de estas lámparas es su contenido de mercurio, metal utilizado en forma de gas para producir la radiación. Pero en la actualidad con los avances tecnológicos han surgido modelos de lámparas con muy baja cantidad de mercurio, la norma internacional (NEMA), establece que el contenido máximo de mercurio en cada lámpara sea $\leq 5 \text{ mg}$, aunque no todos los fabricantes cumplen con este estándar.

2.2.4.3.3 LUMINARIAS TIPO LED

Estas luminarias, utiliza elementos en estado sólido como diodos emisores de luz (LEDs), diodos emisores de luz orgánicos (OLED) o diodos emisores de luz polímeros (PLED). Por su naturaleza, estado sólido, este tipo de luminarias proporciona resistencia a los golpes, vibraciones y uso, con lo cual se consigue incrementar la vida útil de las mismas, de allí que su vida útil es aproximadamente 100.000 horas.



Figura 2. 20. Luminaria tipo LED.

Uno de los inconvenientes es que, para obtener una potencia similar a la de una luminaria común, se necesitan arreglos de varios elementos LEDs, lo cual incrementa su costo, principal inconveniente para su adquisición.

Comercialmente se encuentran luminarias LED, con una eficiencia de conversión que varía entre los 35 y 55 lm/W, pero además existen luminarias con una eficiencia de conversión entre los 70 y 100 lm/W, operando en laboratorios.

2.2.4.3.4 LÁMPARAS DE INDUCCIÓN

Son lámparas sin electrodos, funcionan por inducción electro-magnética, producen luz visible de excelente calidad sin parpadeos, con una alta eficacia luminosa (70 a 85 lum/W) y una vida útil de aproximadamente 60.000 horas.

El principio de funcionamiento se basa en la inducción de un campo electromagnético debido a la circulación de corriente a través de una bobina. La inducción se efectúa mediante un núcleo de ferrita con un bobinado de hilo de cobre, en forma de "I" o en anillo "O".

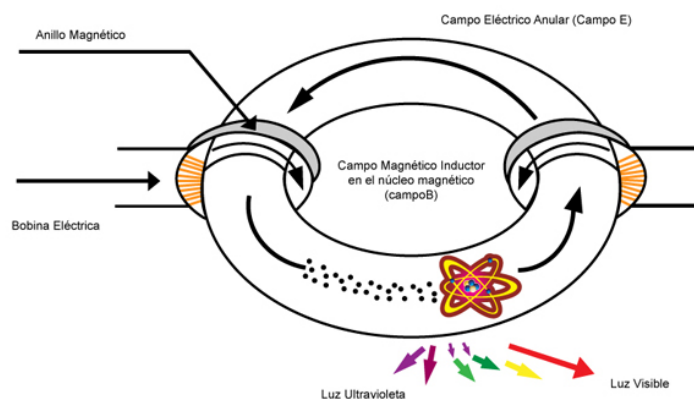


Figura 2. 21. Funcionamiento de una lámpara de inducción.

La circulación de corriente por las bobinas, genera un campo electromagnético en el núcleo de ferrita, este campo se transfiere al entorno cercano al núcleo, ioniza al gas contenido en los focos (esféricos, tubulares, circulares o tubulares rectangulares) generando una luz ultravioleta, luego esta se convierte en luz visible al atravesar la superficie interna de la lámpara cubierta de fósforo.

2.2.5 EL INVERSOR O CONVERTIDOR CC/CA

Este dispositivo transforma la corriente continua CC generada por los paneles y almacenada en el banco de baterías, en corriente alterna CA. Los convertidores CC/CA, constan de un circuito electrónico realizado con transistores y tiristores, que trocean la corriente continua alternándola y transformándola en una onda cuadrada. Este tipo de onda ya puede ser utilizada después de hacer pasar por un transformador que eleva el voltaje, teniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien se filtra para obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica convencional.

El rendimiento de los inversores tendrá que ser considerado en los cálculos de la demanda de energía, puesto que el rendimiento de estos equipos disminuye al hacerlo funcionar con una potencia inferior a su potencia nominal. Por esta razón hay que ajustar la potencia del inversor lo mejor posible a las necesidades reales de la instalación.

En el mercado se encuentra una amplia gama de convertidores, ya sea de onda cuadrada o senoidal, la elección de uno u otro se deberá realizar en función del tipo de carga a instalar, lógicamente el convertidor de onda senoidal será el que mejor funciona en todos los casos, pero su costo es más alto.

También existen convertidores denominados de arranque automático, este tipo de convertidores es muy interesante utilizarlos cuando las cargas se conectan y desconectan varias veces al día, el principal inconveniente es que no detecta las cargas pequeñas, por ejemplo la carga mínima a conectarse será 20W para que el convertidor arranque automáticamente. (CENTROSUR, 2010, pág. 23).

2.2.6 LOS CABLES DE CONEXIÓN

Los cables de conexión representan un componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los elementos que integran un sistema fotovoltaico.

Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula.

La selección de los conductores, en un sistema fotovoltaico es muy importante porque:

- ✓ El nivel de corriente es alto.
- ✓ Los cables quedan expuestos a condiciones ambientales extremas, calor, frío, humedad, rayos ultravioleta, etc.
- ✓ La caída de voltaje entre la entrada y la salida debe ser la mínima, (entre un 3 y 5% del voltaje nominal).

2.2.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Las principales características de los conductores utilizados en instalaciones fotovoltaicas son:

Conductor que lo constituye: los metales empleados como conductores eléctricos para baja tensión son el cobre y el aluminio. El cobre es el más usado, por su mayor conductividad y mejores características mecánicas.

Aislamiento: es la envolvente de material aislante continuo y uniforme en toda la longitud del conductor, con un espesor adecuado para la tensión de trabajo del cable. Los cables pueden aislarse con varios tipos de materiales aislantes, entre ellos tenemos:

- ✓ Policloruro Vinilo (**PVC**)
- ✓ Caucho Etileno-Propileno (**EPR**)
- ✓ Polietileno Reticulado (**XLPE**), etc.

Cubierta: es la envoltura externa de material termoplástico o termoestable, no tiene una función eléctrica pero sí de protección. En general debe tener buenas características mecánicas y buenos comportamientos ante agentes externos. Cuando se requieran exigencias frente al fuego, las mezclas de los materiales utilizados como cubiertas exteriores serán del tipo ignífugas.

Comportamiento de los materiales ante los agentes externos: en todo tipo de instalación, los cables están sometidos a condiciones adversas, tanto debidos a la propia instalación, como de agentes externos, en los dos casos incide profundamente en la durabilidad de los mismos. Es por ello que los materiales utilizados en aislamientos y cubiertas deben ser los más adecuados para soportar estas adversidades.

Dentro de los agentes externos, el que más preocupa es el fuego, el segundo aspecto es el humo que aparece por la combustión de los materiales sometidos a la acción del fuego. Así pues, se somete a los cables a una serie de ensayos, dedicados a evitar la propagación del incendio y sus consecuencias:

- ✓ No propagación de la llama.
- ✓ No propagación del incendio.
- ✓ Toxicidad y corrosividad.
- ✓ Emisión de humos

Máxima temperatura: este parámetro es muy importante en instalaciones SFv, generalmente está dado en $^{\circ}\text{C}$, representa la máxima temperatura de trabajo que puede soportar el material aislante sin deteriorarse.

Máxima corriente: representa la máxima corriente que puede circular de forma permanente por un conductor sin causar ningún daño en la estructura del conductor. Los conductores se diseñan de tal forma que pueda soportar por lo menos el 125% de la máxima corriente que circulará por dicho conductor.

2.2.7 COMPONENTES ADICIONALES

En un sistema fotovoltaico, los elementos que lo forman deben integrarse eléctrica y mecánicamente entre sí para que el sistema pueda trabajar adecuadamente. Entre los componentes adicionales necesarios tenemos los siguientes:

2.2.7.1 CAJETINES DE CONEXIÓN

Son cajas plásticas, utilizadas para realizar las derivaciones de los conductores hacia los diferentes puntos de carga, interruptores, etc.

2.2.7.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los paneles fotovoltaicos necesitan ser colocados sobre soportes rígidos, esto permite mantener el ángulo de inclinación óptimo, aún en las peores condiciones climáticas. Existen diferentes tipos de soportes entre ellos:

- ✓ **Soportes fijos:** Son utilizados en lugares donde la latitud permite elegir un ángulo de inclinación fijo (latitud $\leq 15^\circ$) cuyo valor incrementa las horas de generación durante el invierno.
- ✓ **Soportes ajustables:** las diferencias de diseño y costo entre un soporte fijo y otro ajustable son mínimas, y por ello estos son los más usados.
- ✓ **Soporte automático:** este tipo de soporte permite seguir la trayectoria del sol durante todo el año desde el amanecer al atardecer. Existen de dos tipos: seguidor pasivo y seguidor activo.

2.2.8 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Considerando que cualquier elemento del sistema fotovoltaico puede fallar, es completamente necesario que tenga una protección adecuada. Las condiciones anormales provocan cambios en las magnitudes de: voltaje, corriente y frecuencia.

De la misma forma un corto circuito encierra un incremento considerable de corriente así como una gran caída de voltaje. Las altas corrientes, asocian a dos problemas en las líneas de conexión eléctrica entre los diferentes equipos que forman el SFD. El primero corresponde a los esfuerzos dinámicos producidos por las fuerzas magnéticas y el otro, al sobrecalentamiento producido por la disipación de energía. (Carrillo, 2007).

Si se usan fusibles para proteger a los circuitos ramales, de CC o CA, estos deben estar probados y especificados para su uso, tener tamaños y marcas diferentes para cada grupo de corriente y voltaje, para impedir el intercambio fortuito de los mismos. En la actualidad se está extendiendo el uso de fusibles especificados para continua que cumplen las exigencias del NEC.

Estas exigencias particulares eliminan el uso de fusibles de cristal, cerámica y los de plástico usados en la industria automotriz, como limitadores de corriente en los circuitos ramales, porque no se han probado ni especificado para esta aplicación.

Para proporcionar la máxima protección y mayor rendimiento (mínima caída de voltaje) en los circuitos ramales (particularmente en los sistemas de 12 y 24 V), la ampacidad de los conductores debería aumentarse, pero la capacidad de los limitadores de corriente que protegen al cable debería ser la menor posible, en concordancia con las corrientes de carga. Una fórmula general para la ampacidad del cable y la capacidad del limitador de corriente es el 125% de la máxima corriente de carga.

2.2.8.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

El *NEC* exige que todos los conductores que no estén puestos a tierra se protejan por un limitador de corriente. En un sistema FV con múltiples fuentes de energía (módulos FV, baterías, cargadores de baterías, etc.), el limitador de corriente debe proteger, a los conductores de las sobrecorrientes de cualquier fuente conectada a dicho conductor.

Cuando se abren los circuitos de corriente continua, los arcos se mantienen más tiempo que en los sistemas CA. Esto supone cargas adicionales para los dispositivos de protección contra sobreintensidades especificados para funcionar en CC. Estos dispositivos deben soportar la corriente de carga y detectar situaciones de sobreintensidades, al igual que ser capaces de interrumpir las corrientes continuas de una forma segura. Los limitadores de corriente en alterna tienen las mismas exigencias, pero la función de interrupción es considerablemente más fácil.

2.2.9 PUESTA A TIERRA

La IEEE define la puesta a tierra como: La conexión conductora, ya sea intencional o accidental por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta tierra o a algún cuerpo conductor de dimensiones relativamente alto que cumple las funciones de la tierra.

El sistema de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico y de todo sistema eléctrico es muy importante para proteger los equipos y las instalaciones debido a que:

- ✓ Obtiene una resistencia eléctrica de bajo valor para derivar a tierra los fenómenos eléctricos transitorios (FETs), corrientes de falla estáticas y parásitas, así como ruido eléctrico y radiofrecuencias.
- ✓ Mantiene los potenciales producidos por las corrientes de falla dentro de los límites de seguridad de modo que los voltajes de paso no sean peligrosas para los humanos y/o animales.
- ✓ Proporciona un camino de derivación a tierra de las descargas atmosféricas y sobrecorrientes internas del sistema.
- ✓ Sirve de continuidad de pantalla en los sistemas de distribución, las líneas telefónicas, antenas y cables coaxiales.
- ✓ Hace que el equipamiento de protección sea más sensible y permita una rápida derivación de las corrientes defectuosas a tierra.

Para el sistema de puesta a tierra se tiene que considerar, las propiedades del terreno, la principal propiedad a considerar es la resistividad del terreno (representa por el signo ρ). Dentro de un sistema de puesta a tierra se debe considerar que la resistencia de puesta a tierra sea la menor posible, y no sobrepase los límites establecidos por las normas nacionales e internacionales.

2.2.9.1 VARILLAS DE PUESTA A TIERRA

Uno de los métodos más usados para realizar la puesta a tierra de una sistema eléctrico, es mediante la utilización de electrodos (varilla), preferiblemente de cobre puro o de acero con recubrimiento de cobre generalmente conocido como varilla copperweld, estos electrodos se introducen verticalmente al terreno que previamente debió ser estudiado y tratado de ser necesario.

Las conexiones a los electrodos de tierra deben ser de cobre puro, para ayudar a disminuir el valor de la impedancia global.

Las conexiones entre los diferentes componentes de puesta a tierra deben ser mecánicamente robustas, resistentes a la corrosión y baja resistencia eléctrica.

Para obtener un buen contacto eléctrico, se recomienda realizar la unión del conductor de Cu de puesta a tierra al electrodo (varilla copperweld), utilizando únicamente soldaduras; exotérmicas o en forma autógena, descartando totalmente a las conexiones mecánicas y bronceadas.

CAPÍTULO III

ASPECTOS TÉCNICOS Y DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS

3.1 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar se expresa como: irradiación o irradiancia.

La irradiación: es la cantidad de energía incidente en forma de radiación, durante cierto tiempo en una superficie, sus unidades son: J/m^2 , cal/m^2 o KWh/m^2 .

La irradiancia: es la potencia de radiación o energía instantánea emitida sobre una superficie, se mide en W/m^2 .

El brillo solar: no es radiación solar pero está directamente relacionada, representa el tiempo durante el cual se mantiene una irradiancia directa superior a los 120 W/m^2 , durante un período de tiempo, (horas/día, horas/mes, etc.).

Como ya se explicó antes, la radiación solar se puede presentar de diferentes formas, es por esta razón que es necesario conocer los instrumentos con los cuales se puede medir la radiación solar, ya sea la directa, difusa, global o el brillo solar. Entre los instrumentos utilizados se tiene los siguientes: piranómetro, pirheliómetro, actinógrafo, heliógrafo y la celda fotoeléctrica.

3.1.1 EL PIRANÓMETRO

Es el equipo más usado para medir la radiación solar, mide la radiación directa y difusa en un plano horizontal de 180° , consiste en una serie de termocuplas (unión de dos placas metálicas de diferente material y conductividad térmica). El cambio de

temperatura en estas placas metálicas produce un cambio de voltaje que es proporcional a la radiación.

Los factores ambientales como la lluvia, el viento, etc. pueden alterar la medición de la radiación solar, por esta razón disponen de una cúpula de vidrio óptico protector.

Como se aprecia en la figura 3.3, el piranómetro está formado por: (1) circuito impreso, (2) sensor o termopila, (3) cúpula de cristal, (4) cuerpo de metal, (5) abrazadera del cable, (6) cable eléctrico de salida de señal, (7) tornillo de nivelado, (8) base de goma, (9) cápsula, (10) bornes de conexión para los cables y (11) nivel.

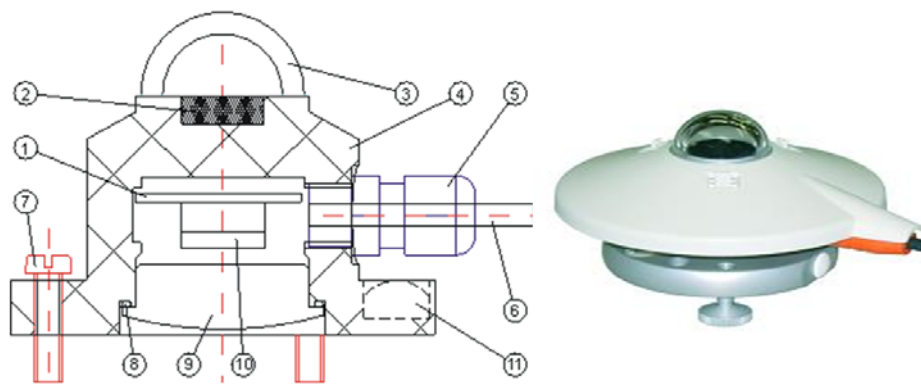


Figura 3. 1. Componentes y vista frontal de un Piranómetro.

3.1.2 EL PIRHELIÓMETRO

Instrumento utilizado para medir la radiación directa, estos equipos necesitan de un dispositivo que permita realizar el seguimiento del sol durante el día (seguidor solar).

Está formado por un disco de plata ennegrecido en una de sus caras, un agujero en el cual se inserta un termómetro, el disco se coloca en el fondo de un tubo de latón que se puede cerrar con la ayuda de una pantalla móvil en el otro extremo, de esta forma se puede exponer el disco a la radiación solar.



Figura 3. 2. Pirheliómetro de Angstrom y pirheliómetro LP PYRHE 16 de primera clase.

3.1.3 EL ACTINÓGRAFO

El actinógrafo es un instrumento que mide la radiación global, formado por un arreglo bimetalico de dos superficies, la una pintada de negro para que absorba la radiación solar y la otra pintada de blanco para que las refleje y así generar una diferencia de temperatura.

Está protegido por una caja metálica y posee una cúpula semiesférica transparente, debe colocarse en una superficie completamente horizontal. La precisión de la medición está en el orden del 8 %.



Figura 3. 3. Actinógrafo.

3.1.4 EL HELIÓGRAFO

Es el instrumento destinado a registrar las horas de sol efectivas durante el día, insolación o brillo solar.

La duración de la insolación se determina, concentrando los rayos solares mediante una esfera de cristal, sobre una cartulina la que lleva impreso una escala de horas, esta cartulina se quema en el punto en el cual se forma la imagen del sol, tal como se puede ver en la figura 3.4.

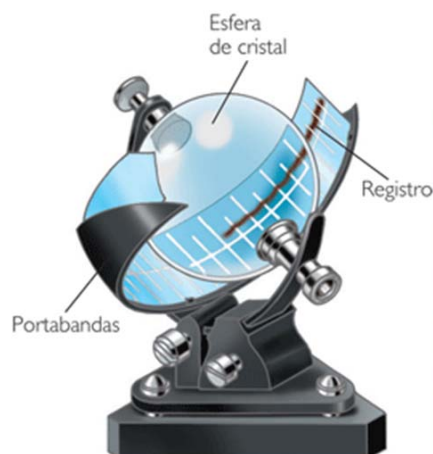


Figura 3. 4. Heliógrafo de Campbell-Stokes

3.1.5 LA CELDA FOTOELÉCTRICA

Para obtener su valor equivalente de radiación, se mide la corriente eléctrica generada mediante una carga constante. La precisión es mucho menor que la del piranómetro y mide únicamente la radiación global. (Sánchez S. , 2010, pág. 3).

3.2 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los SFD, no disponen de un sistema de seguimiento solar para orientar un panel de forma que este entregue el mayor rendimiento a lo largo de todo el año, por esta razón se recomienda orientarlos con una inclinación que forme un ángulo con respecto a la horizontal igual a la latitud de lugar. De tal forma que la cara a irradiarse vea en sentido contrario al hemisferio en el que se emplazarán los paneles. Es decir un punto que se encuentra a una latitud $2,75^\circ$ sur, debe orientar su cara viendo al norte con un ángulo de $2,75^\circ$.

Sin embargo en la práctica es recomendable que los paneles sean orientados con una inclinación mínima de 10 a 15° respecto a la horizontal, esto se realiza para que los paneles se laven con la lluvia, además este ángulo proporciona el mayor rendimiento durante el mes de más baja radiación, junio en el caso de la amazonia ecuatoriana. (CENTROSUR, 2010, pág. 5).

En la figura 3.5, (α) es el ángulo de inclinación que forma la superficie colectora y la horizontal. Para un ángulo de inclinación dado, dependiendo de la posición del sol sobre el horizonte, existirá un valor para el ángulo de incidencia (θ) , que forma la perpendicular (P) a la superficie colectora, con los rayos incidentes.

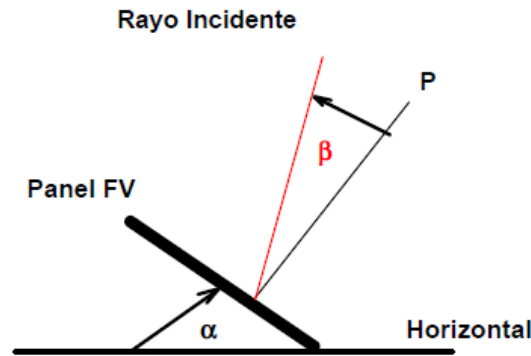


Figura 3. 5. Ángulo de inclinación y de incidencia.

La energía recibida aumenta cuando β es cero (rayos incidentes perpendiculares al panel). En la práctica es muy difícil alcanzar este valor durante todo el año, usando estructuras de soporte fijas. Como ya se explicó antes, se sugiere emplazar los paneles con un ángulo de inclinación fijo α igual a la latitud del lugar, ya que en esta posición se obtiene el mayor rendimiento durante el invierno, aceptando también pequeñas pérdidas de energía durante el verano. (Gasquet, 2004, pág. 5).

3.3 ANÁLISIS DE SOMBRAS

Una vez que se ha definido la inclinación y orientado los módulos fotovoltaicos, es muy importante realizar un análisis que determine la presencia de posibles obstáculos entre el sol y el generador fotovoltaico, proyectando sombras temporales o permanentes de forma parcial o total en la superficie del generador fotovoltaico, reduciendo la captación de la radiación solar y por ende originan la disminución del rendimiento del sistema.

Sombreado temporal: es ocasionado por; las hojas caídas, excremento de aves, y otros factores que puedan causar suciedad. Para evitar este sombreado los módulos son colocados con una inclinación adecuada y es muy importante realizar el mantenimiento preventivo.

Sombreado permanente: son provocadas por los componentes de la edificación en donde se instalan los módulos o por el entorno; edificaciones cercanas, vegetación, etc. Para evitar este tipo de sombreado es muy importante realizar un análisis

periódico de sombras, se recomienda realizar conjuntamente con la ejecución del mantenimiento preventivo.

3.4 GEOMETRÍA SOLAR

Para realizar el análisis de la geometría solar, se utiliza el sistema de coordenadas celestes de un astro, como se describe a continuación.

El acimut ψ : representa el arco del horizonte celeste, comprendido entre el punto cardinal Sur y el punto donde el círculo vertical que pasa por el astro corta al horizonte. Se mide desde el Sur de 0° a $\pm 180^\circ$, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este.

La altura γ : es el arco de dicho círculo vertical, comprendido entre el astro y el horizonte. Se mide a partir del horizonte de 0° a 90° , positivamente hacia el cenit y negativamente hacia el nadir.

En lugar de la altura γ , frecuentemente se emplea el ángulo cenital θ_z , que es el arco del círculo vertical entre el cenit y el astro. Se cuenta desde el cenit de 0° a 180° , con lo cual la relación entre la altura solar y el ángulo cenital viene dada por:

$$\theta_z = 90^\circ - \gamma \quad (3.1)$$

El ángulo horario ω : se mide en la esfera del cielo, entre el meridiano del observador y el meridiano solar, cambia 15° cada hora, es cero al medio día y negativo por la mañana.

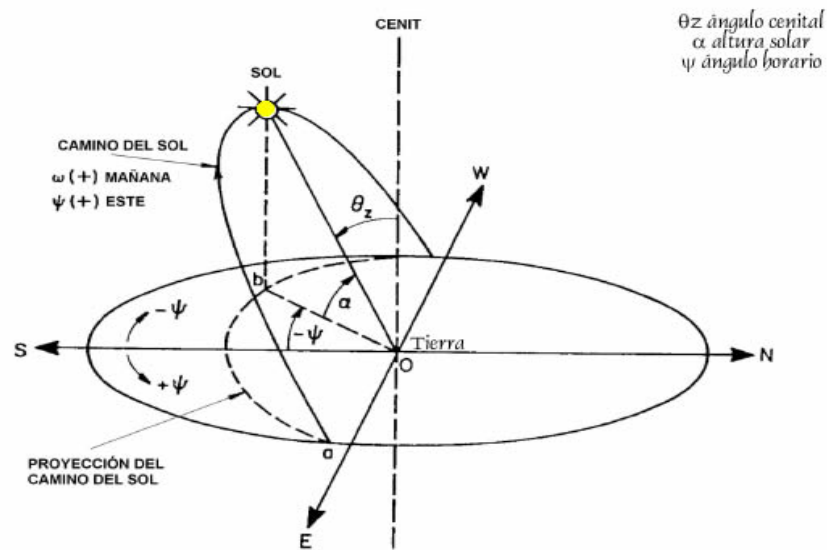


Figura 3. 6. Movimiento del sol respecto a un observador terrestre.

En la figura 3.6 se pueden observar todos los ángulos citados, y pueden ser calculados para una posición determinada en la Tierra, un día del año y la hora deseada, aplicando los siguientes pasos y expresiones.

Se recomienda iniciar calculando el ángulo diario F , es necesario determinar este dato por las diferencias en la duración del día a lo largo del año, esta diferencia puede llegar a ser hasta de 16 minutos, para realizar el cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$F = \frac{360}{365} (d_n - 1) \quad (3.2)$$

d_n : Día juliano (1 para el 1 de Enero y 365 para el 31 de Diciembre).

A partir de este dato se calcula la corrección diaria de tiempo, este valor se determina aplicando la ecuación del tiempo E_t (ecuación de Spencer), que presenta un error máximo de 35 segundos.

$$E_t = (0,000075 + 0,001868 \cos F - 0,032077 \sin F - 0,014615 \cos 2F)(229,18) \quad (3.3)$$

El tiempo solar verdadero TSV de un lugar, se define como el ángulo horario expresado en horas. Cada hora equivale a 15° , se empieza a contar a partir del medio día, por lo tanto es negativo por la mañana y positivo en la tarde.

$$TSV = TO - AO + \frac{\lambda - \lambda_g}{15} + \frac{E_t}{60} - 12 \quad (3.4)$$

TO: Tiempo oficial.

AO: Adelanto oficial = 0 (en el Ecuador no se producen adelantos).

λ : Meridiano del huso horario correspondiente = -75° (Zona horaria retrasada 5 horas respecto al meridiano terrestre).

λ_g : Longitud geográfica del lugar (longitud de zona de concesión = $-78,833^\circ$).

E_t : Corrección por la ecuación del tiempo (convertido a horas).

El ángulo horario (ω) se determina únicamente multiplicando por 15° (grados/hora).

$$\omega = TSV * 15 \quad (3.5)$$

La declinación solar se obtiene utilizando la expresión aproximada de Cooper, la misma que presenta un error máximo de $\pm 1,5^\circ$.

$$\delta = 23,45 * \text{Sen} \left[\frac{360}{365} (d_n + 284) \right] \quad (3.6)$$

Con los datos calculados más la latitud del lugar, se deduce la altura solar γ , mediante el arcoseno de la siguiente expresión:

$$\text{Sen } \gamma = \text{sen } \delta * \text{sen } \phi + \cos \delta * \cos \phi * \cos \omega \quad (3.7)$$

El acimut se determina mediante el arcocoseno de:

$$\cos \psi = \frac{-\text{sen } \delta * \cos \phi + \cos \delta * \cos \omega}{\cos \gamma} \quad (3.8)$$

En el Anexo 1 se presentan cálculos realizados para la determinación de la, posición relativa del sol y la altura máxima del Sol, en el centro de la Provincia de Morona Santiago, para los días de solsticio y equinoccio. (CENTROSUR, 2010, págs. 5-7).

3.5 DISEÑO DEL SFD PARA EL PROYECTO “YANTSA II ETSARI”

Existen diferentes métodos y formas de calcular un sistema fotovoltaico domiciliario, en la actualidad se dispone de varios programas informáticos para realizar el cálculo y simulación de los mismos. A continuación se detalla el método básico de cálculo, que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, utilizó para el diseño de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios pertenecientes a la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

3.5.1 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

Ubicación del proyecto: Las comunidades beneficiarias de la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, están ubicadas en la región amazónica del área de concesión de la CENTROSUR, provincia de Morona Santiago. Asentadas en altiplanos, rodeados de montañas, a orillas de los ríos Mangosiza y Kusuime.

Población: Los habitantes de las comunidades beneficiarias son de origen Shuar. La mayor parte de la población está formada por jóvenes y niños, los mismos que mantienen parte de su cultura y costumbres ancestrales.

Actividades Económicas: Las actividades económicas más relevantes del jefe del hogar son: agricultura, cacería y pesca.

Servicios Básicos: Las comunidades beneficiarias carecen de casi todos los servicios básicos, entre ellos.

- No gozan del servicio de agua potable, varias comunidades disponen de un sistema de agua entubada, pero en algunos casos el sistema dejó de funcionar.
- Las viviendas no poseen letrinas, alcantarillado, ni sistemas de aguas servidas. Los habitantes de estas comunidades no están acostumbrados a usar letrinas, los

servicios higiénicos contruidos en varias comunidades, se han deteriorado por falta de cuidado y por el uso inadecuado de los mismos.

- La mayoría de comunidades no tiene un centro de salud.
- El acceso es complejo, para llegar a las comunidades hay que viajar por vía aérea, fluvial o a pie.
- En la mayoría de las comunidades existe una escuela, en varios casos unidocentes.
- Algunas comunidades tienen servicio de telecomunicaciones por radio de onda corta, una forma de comunicación entre comunidades es mediante la radio que dispone la federación Shuar, radio ARUTAM.
- No existe señal de:radio AM/FM, TV, telefonía celular, etc.
- Las comunidades no tiene energía eléctrica.

Características de las viviendas de las comunidades beneficiarias: Las casas son de madera, con techos de paja o zinc, generalmente cada vivienda dispone de uno o dos dormitorios, la área que varía entre los 6 y 12 metros cuadrados de construcción, más una cocina comedor generalmente ubicado en una construcción exterior.

Recursos Solares: En cualquier comunidad de la provincia de Morona Santiago, dentro de la área de concesión de la CENTROSUR, se dispone del recurso solar suficiente para la implementación de sistemas fotovoltaicos, y más aún por estar en la zona ecuatorial en donde se considera que la radiación solar es mayor frente a otras latitudes.

En la tabla 3.1, se presenta la radiación solar promedio para la Provincia de Morona Santiago, el mes que presenta la más baja radiación solar promedio es junio y es igual a **3.920 Wh/m²/día**.

RADIACIÓN SOLAR MEDIA POR MES (Wh/m²/día)

Radiación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Difusa	3115	3306	3207	2955	2720	2685	2688	2842	2789	2798	2745	2959	2901
Directa	1527	1256	1587	1963	2186	1804	1894	2068	2839	2874	3108	2228	2111
Global	4220	4270	4420	4411	4266	3920	4000	4357	4917	4929	4998	4545	4438

Tabla 3.1. Radiación promedio por mes ($Wh/m^2/día$).

Fuente: Atlas Solar – CONELEC.

3.5.2 VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA

Un SFD puede ser diseñado para que funcione con el voltaje adecuado a las necesidades de cada beneficiario, generalmente los sistemas fotovoltaicos aislados funcionan con voltajes de 6, 12, 24, 36 y 48 Vcc, además con la incorporación de un inversor CC/CA se obtienen voltajes de funcionamiento de 110/220 Vca, 50/60Hz, monofásicos o trifásicos según lo requiera el usuario.

Todos los SFD implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari” funcionan con un voltaje nominal en corriente continua de 12 Vcc, además de un voltaje en corriente alterna de 110 Vca, 60Hz.

3.5.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Es la parte más importante en el dimensionamiento de un SFD, para realizar la proyección de la demanda eléctrica, se tiene que: conocer la capacidad de los beneficiarios para la adquisición de equipos eléctricos, observar las costumbres de la comunidad a servir, y en base a esto proyectar el uso de luminarias y electrodomésticos.

La Unidad de Energías Renovables (UER) de la CENTROSUR, realizó el estudio correspondiente para realizar la estimación de la demanda de energía eléctrica, para una vivienda típica de una comunidad Shuar, beneficiaria del proyecto “Yantsa ii Etsari”, la proyección de la demanda eléctrica se presenta en la Tabla 3.2.

CÁLCULO DE LA DEMANDA						
ITEM	ARTEFACTO	# Artefactos	Potencia (W)	Tiempo uso (horas / día)	Potencia [W]	Energía (Wh/día)
1	Luminarias tipo LCF (12Vcc)	3	12	5	36	180
2	TV/DVD (120Vca)	1	70	2	70	140
3	Radio (120Vca)	1	20	4	20	80
4	Cargador de pilas (120Vca)	1	10	1	10	10
TOTAL					136,00	410,00

Tabla 3.2. Proyección de la demanda eléctrica de una vivienda típica de la comunidad Shuar. Fuente: UER-CENTROSUR.

3.5.3.1 CÁLCULOS REALIZADOS

Potencia total/Artefacto (W): Es la potencia total de todos los artefactos de iguales características.

$$P(W) = (\#)Artefactos * P_{Artefacto}(W) \quad (3.9)$$

Ejemplo: $P_{luminarias} = 3 * 12 = 36 W$

Energía/Artefacto (Wh/día): Total de energía necesaria por artefacto instalado.

$$E_{Artefacto} (Wh/día) = P_{Artefacto} * Tiempo de uso (horas/día) \quad (3.10)$$

Ejemplo: $E_{luminarias} = 36 * 5 = 180 (Wh/día)$

$$E_{Total} = \sum E_{Artefacto} \quad (3.11)$$

$E_{Total} = 180 + 140 + 80 + 10 = 410 Wh/día$

3.5.4 ENERGÍA DIARIA NECESARIA

Para determinar la energía total que se necesita en cada vivienda, se requiere conocer el rendimiento de los artefactos instalados y el tiempo de uso de los artefactos a instalar, luego se procede a realizar el cálculo respectivo, como se indica a continuación.

$$E_{Necesaria} (Wh/día) = E_{Artefacto} / Rendimiento \quad (3.12)$$

Ejemplo: $E_{Necesaria} = 180 / 0,8 = 225 Wh/día$

$$E_{Total-necesaria} = \sum E_{Necesaria} \quad (3.13)$$

$$E_{Total-necesaria} = 225 + 186,67 + 106,67 + 13,33 = 513,67 Wh/día$$

CÁLCULO DE LA DEMANDA								
ITEM	ARTEFACTO	(#) Artefactos	Potencia (W)	Tiempo uso (horas / día)	Potencia [W]	Energía (Wh/día)	Rendimiento	Energía necesaria (Wh/día)
1	Lámpara Fluorescente (12Vcc)	3	12	5	36	180	0,8	225,00
2	TV/DVD (120Vca)	1	70	2	70	140	0,75	186,67
3	Radio (120Vca)	1	20	4	20	80	0,75	106,67
4	Cargador de pilas (120Vca)	1	10	1	10	10	0,75	13,33
TOTAL					136	410	E. t.	531,67
Factor de simultaneidad								0,771
Demanda total de Energía								409,9

Tabla 3.3. Demanda de energía eléctrica de una vivienda típica de la comunidad Shuar. Fuente Evaluación de cargos CENTROSUR.

La demanda total de energía del sistema a implementar, se determina sumando la energía necesaria de cada artefacto y luego multiplicado por el factor de simultaneidad (FS) del sistema, que en este caso ha considerado, **FS = 0,771**.

$$Demanda\ total\ de\ E. (Wh/día) = FS * E_{Total-necesaria} \quad (3.14)$$

$$Demanda\ total\ de\ Energía = 0,771 * 531,67 = 409,9 Wh/día.$$

3.5.5 ESTIMACIÓN DE CARGAS: CASO MÁS DESFAVORABLE

Para determinar la potencia total del generador fotovoltaico que suplirá las necesidades energéticas de la carga, se considera la radiación promedio diaria durante el mes de más baja radiación, en el caso de la provincia de Morona Santiago, el mes más desfavorable es junio, con una *Radiación promedio* = $3,9 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$.

Entonces la máxima corriente de generación necesaria es.

$$I_{\text{Generador}} (A) = \frac{\text{Demanda total de Energía}}{V_{cc} \cdot \text{Radiación}} \quad (3.15)$$

$$I_{\text{Generación}} = \frac{409,9}{12 \cdot 3,9} = 8,76 \text{ A}$$

3.5.6 NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NECESARIOS

El número de módulos fotovoltaicos necesarios para satisfacer la demanda energética del SFA depende de:

- ✓ La potencia pico entregada por el panel adquirido, en este caso se ha seleccionado un módulo de 75 Wpico .
- ✓ La radiación solar promedio durante el mes más desfavorable. *Radiación* = $3,9 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$.
- ✓ El rendimiento de campo, en este caso se consideró *campo* = $0,7$.

$$\# \text{Módulos} = \frac{\text{Demanda total de Energía}}{P_{\text{panel}} \cdot \text{campo} \cdot \text{Radiación}} \quad (3.16)$$

$$\# \text{Módulos} = \frac{409,9}{75 \cdot 0,7 \cdot 3,9} = 2 \rightarrow \text{Módulos de } 75 \text{ Wp.}$$

3.5.7 CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍAS

La capacidad del banco de baterías, se calcula considerando que el sistema será capaz de mantener una autonomía de 3 días ($DA = 3$) y la profundidad de descarga de la batería ($FdD = 0,7$), este valor puede variar dependiendo de tipo de batería seleccionado.

$$CB[Ah] = \frac{\text{Demanda total de Energía} \cdot DA}{V_{\text{celda}} \cdot FdD} \quad (3.17)$$

$$CB = \frac{409,9 \cdot 3}{12 \cdot 0,7} = 146,39 Ah$$

3.5.8 CAPACIDAD DEL REGULADOR DE CARGA E INVERSOR

A la hora de dimensionar un regulador de carga, el objetivo principal es obtener la máxima corriente que circulará por este equipo. Una vez que se ha determinado este parámetro, el regulador seleccionado tiene que ser capaz de soportar el 125% de esta corriente, para el caso en estudio, la máxima corriente de circulación a través del regulador es la corriente de generación.

$$I_{\text{regulador}} [A] = 1,25 \cdot I_{\text{Generador}} \quad (3.18)$$

$$I_{\text{regulador}} = 1,25 \cdot 8,76 = 10,95 A$$

De igual forma el inversor tendrá que ser capaz de suplir la potencia que demanda la carga en CA más un 25 %. Entonces la capacidad del inversor se determina mediante la siguiente ecuación.

Considerando: $FS = 1$ y el rendimiento del equipo $\eta_{\text{inversor}} = 0,9$.

$$P_{\text{inversor}} [W] = 1,25 \cdot \frac{P_{\text{CA}} \cdot FS}{\eta_{\text{inversor}}} \quad (3.19)$$

$$P_{\text{inversor}} = 1,25 \cdot \frac{100 \cdot 1}{0,9} = 138,89 W$$

3.5.9 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

El dimensionado del cableado constituye una de las tareas en las que se deberá prestar especial atención, puesto que siempre que exista consumo habrá pérdidas debido a las caídas de voltaje en los conductores.

Todos los conductores serán capaces de soportar como mínimo el 125% de la máxima corriente que circulará por ellos, y la caída de tensión para cada tramo de línea, no debe sobrepasar los límites establecidos en la Tabla 3.4.

ΔV	% ΔV
Línea: Generador - Regulador	< 3%
Línea: Batería - Regulador	< 1%
Línea: Regulador - Cargas	< 5%
Línea: Batería - Inversor	< 1%

Tabla 3.4. Porcentaje de caída de voltaje permitido en un SFD.

3.5.9.1 CÁLCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR EN FUNCIÓN DE LA CAÍDA DE VOLTAJE

La caída de voltaje en un conductor, está en función de la resistencia del conductor (R_C) y de la máxima corriente de circulación (I_C), su valor se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta V[V] = R_C * I_{m\acute{a}x} \quad (3.20)$$

$$I_{m\acute{a}x}[A] = 1,25 * I_C \quad (3.21)$$

$$\Delta V[V] = \frac{\Delta V(\%) * V_{nominal}}{100} \quad (3.22)$$

ΔV : Caída de voltaje en el conductor, en [V].

$I_{m\acute{a}x}$: Máxima corriente de circulación por el circuito en [A].

% ΔV : Porcentaje de caída de voltaje respecto al voltaje nominal de funcionamiento.

$V_{nominal}$: Voltaje nominal de funcionamiento del sistema, 12 Vcc y 110 Vca.

La resistencia de un conductor es directamente proporcional al producto de su resistividad por la longitud e inversamente proporcional a la sección transversal del mismo.

$$R_c[\Omega] = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (3.23)$$

R_c : Resistencia óhmica del conductor (Ω).

ρ : Resistividad del conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$).

L : Longitud del tramo (conductor: positivo y negativo), en metros.

S : Sección del conductor (mm^2).

La sección transversal del conductor, en función de la máxima caída de tensión admisible se determina mediante la siguiente expresión.

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I_{\text{máx}}}{\Delta V} \quad (3.24)$$

3.5.9.2 CÁLCULO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR

Línea Generador – Regulador (G-R): considerando que la máxima corriente que circulará por dicho conductor será, la corriente de cortocircuito de los dos módulos fotovoltaicos de 75 Wp (HJSOLAR modelo HJM075M-12), conectados en paralelo, cada uno con una $I_{SC} = 4,57 \text{ A}$, entonces la máxima corriente de circulación será $I_c = 2 \times I_{SC} = 2 \times 4,57 = 9,14 \text{ A}$.

$$\Delta V = 12 \cdot \frac{3(\%)}{100} = 0,36 \text{ Vcc}$$

$$I_{\text{máx}} [\text{A}] = 1,25 \cdot I_c = 1,25 \cdot 9,14 = 11,425 \text{ A}$$

$$S = \frac{0,017 \cdot 4 \cdot 11,425}{0,36} = 2,158 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{Calibre \#12 AWG}$$

Línea Batería – Regulador (B-R): la batería adquirida es el modelo NPL150 – 12 (150Ah – 12Vcc), fabricada por MCA, la máxima corriente de descarga y por tanto

de circulación por el conductor, se obtiene aplicando la regla del C20, con lo cual se obtiene $I_{C20} = 150Ah/20h = 7,5 A$, (Capítulo II - Apartado 2.2.2.3).

$$\Delta V = 12 * \frac{1(\%)}{100} = 0,12 V_{cc}$$

$$I_{m\acute{a}x} [A] = 1,25 * I_C = 1,25 * 7,5 = 9,375 A$$

$$S = \frac{0,017 * 2 * 9,375}{0,12} = 2,656 mm^2 \rightarrow \text{Calibre \#12 AWG}$$

Línea Regulador – Circuito de CC (R-Carga): las instalaciones eléctricas interiores están formadas por; una matriz de 6 metros y 3 ramales de 4 metros. La máxima de circulación por el circuito de iluminación es:

$$I_C (A) = \frac{P_{total\text{ilum.}} (W)}{V_{cc}} = \frac{36}{12} = 3 A$$

$$\Delta V = 12 * \frac{5(\%)}{100} = 0,6 V_{cc}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 * I_C = 1,25 * 3 = 3,75 A$$

$$S = \frac{0,017 * 18 * 3,75}{0,6} = 1,912 mm^2 \rightarrow \text{Calibre \#14 AWG}$$

Línea Batería – Inversor (B-INV): Se estima que el inversor se colocará a una distancia aproximada de 2 metros de la batería. La máxima corriente de circulación por el conductor de alimentación del inversor es:

$$I_C = \frac{P_{INV}}{V_{CA}} = \frac{300}{110} = 2,727 A$$

$$\Delta V = 12 * \frac{1(\%)}{100} = 0,12 V_{cc}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 * I_C = 1,25 * 2,727 = 3,41 A$$

$$S = \frac{0,017 * 2 * 3,41}{0,12} = 0,966 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{Calibre \#16 AWG}$$

En la tabla 3.5 se presenta, un resumen de cada uno de los cálculos realizados para determinar la sección de los conductores necesarios para cada tramo de línea, según las máximas caídas de voltaje permitidas.

TRAMO LÍNEA	L_{Tramo} (m)	ΔV (%)	ΔV (V)	P_{Cu}	$I_{\text{máx}}$ (A)	$1,25 * I_{\text{máx}}$	S (mm ²)	CALIBRE (AWG)
G-R	4	3	0,36	0,017	9,14	11,43	2,16	12
B-R	2	1	0,12	0,017	7,5	9,38	2,66	12
R-Carga	18	5	0,60	0,017	3	3,75	1,912	14
B-INV	2	1	0,12	0,017	2,72	3,41	0,961	16

Tabla 3.5. Cálculos realizados para determinar la sección transversal de los conductores en función de la máxima caída de voltaje aceptable.

La tabla 3.6, presentan las características de los conductores de cobre seleccionados para cada tramo de línea, con sus respectivas características.

Tramo de línea	Calibre AWG	Long. (m)	Sección (mm ²)	$I_{\text{máx}}$ (A) del conductor a 75°C	$I_{\text{máx}}$ (A) circulación
Generador – Regulador	Sucre 2x12	4	3,31	25	11,43
Batería – Regulador	Unipolar #10	4	5,26	30	9,38
Regulador – Carga CC	Sucre 2x14	18	2,08	18	3,75
Batería – Inversor	Unipolar #10	2	5,26	30	3,41
Puesta a Tierra	Unipolar #10	2	5,26	30	

Tabla 3.6. Características de los conductores utilizados en la primera etapa del Proyecto "Yantsa ii Etsari".

3.5.9.3 CÁLCULO DE LA CAIDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS

La caída de tensión se determina mediante la ecuación 3.20, y el porcentaje de la caída de tensión respecto al voltaje nominal utilizando la ecuación 3.22.

Las pérdidas de potencia en un tramo de línea se determinan por:

$$P_F [W] = I_{\text{máx}}^2 * R_C \quad (3.25)$$

Pérdidas de energía E_P [Wh/día].

$$E_P [Wh/día] = P_P * T_{uso} \quad (3.26)$$

Línea Generador – Regulador: la máxima corriente que circulará por dicho conductor es la corriente de cortocircuito de los dos módulos fotovoltaicos $I_{SC} = 2 \times 4,57 = 9,14 \text{ A}$. Las características del conductor se presentan en la Tabla 3.6, con lo cual se obtiene:

$$R_{C1G-R} = \frac{0,017 * 4}{3,31} = 0,0205 \Omega$$

$$\Delta V_{G-R} = 0,0205 * 9,14 = 0,1877 \text{ Vcc}$$

$$\% \Delta V_{G-R} = \frac{100 * 0,1877}{12} = 1,56 \%$$

$$P_{P1G-R} = I_{max}^2 * R_{C1G-R}$$

$$P_{P1G-R} = 9,14^2 * 0,0205 = 1,716 \text{ W}$$

$$E_{P1G-R} [Wh/día] = P_{P1G-R} * T_{uso}$$

$$E_{P1G-R} = 1,716 * 12 = 20,595 \text{ Wh/día}$$

Línea Batería – Regulador: las características del conductor se presentan en la Tabla 3.2. La máxima corriente de circulación por el conductor, se obtiene aplicando la regla del C20 (Capítulo 2 - Apartado 2.2.2.3).

$$I_{C20} = 150 \text{ Ah} / 20 \text{ h} = 7,5 \text{ A}.$$

$$R_{C1G-R} = \frac{0,017 * 2}{5,26} = 0,00646 \Omega$$

$$\Delta V_{B-R} = 0,00646 * 7,5 = 0,0485 \text{ Vcc}$$

$$\% \Delta V_{B-R} = \frac{100 * 0,0485}{12} = 0,404 \%$$

$$P_{P;B-R} = I_{max}^2 * R_{C;B-R}$$

$$P_{P;B-R} = 7,5^2 * 0,00646 = 0,364 W$$

$$E_{P;B-R} = 0,36 * 24 = 8,726 Wh/día$$

Línea Regulador – Circuito de CC (iluminación): para determinar las pérdidas en los conductores que forman el circuito de iluminación CC, se considera que las instalaciones eléctricas interiores están formadas por; una matriz de 6 metros y 3 ramales de 4 metros y todas las instalaciones se realizan con un conductor de cobre tipo sucre 2x14. La máxima de circulación por el circuito de iluminación es:

$$I_{máx}(A) = \frac{P_{total lum.}(W)}{V_{cc}} = \frac{36}{12} = 3 A$$

$$Rc_{6m-matriz} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{0,017 * 6}{2,08} = 0,049 \Omega$$

$$Rc_{4m-ramales} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{0,017 * 4}{2,08} = 0,0327 \Omega$$

$$\Delta V_{R-carga CC} = Rc_{6m-matriz} * I_{máx} + 3 * \left(Rc_{4m-ramales} * \left(\frac{I_{máx}}{3} \right) \right) \quad (3.27)$$

$$\Delta V_{R-carga CC} = 0,049 * 3 + 3 * \left(0,0327 * \left(\frac{3}{3} \right) \right) = 0,245 V$$

$$\% \Delta V_{B-R} = \frac{100 * 0,245}{12} = 2,045 \%$$

$$P_{P;R-carga CC} = Rc_{6m-matriz} * I_{máx}^2 + 3 * \left(Rc_{4m-ramales} * \left(\frac{I_{máx}}{3} \right)^2 \right) \quad (3.28)$$

$$P_{P;R-carga CC} = 0,049 * 3^2 + 3 * (0,0327 * (3/3)^2) = 0,539 W$$

$$E_{PIR-carga\ CC} = 0,539 * 5 = 2,697 \text{ Wh/día}$$

Pérdidas en el regulador de carga:

Autoconsumo del regulador de carga = 0,0125 A → dato de placa.

*Autoconsumo del regulador de carga en (W) = 0,0125 * 12 = 0,15 W.*

$$E_{per/reg} = 0,15 * 24 = 3,6 \text{ [Wh - día]}$$

Pérdidas del inversor - pérdidas en CA:

$$P_{T-CA} = 300 \text{ W} \quad V_{CA} = 110 \text{ V}$$

$$I_{máx-CA} = \frac{P_{T-CA}}{V_{CA}} = \frac{300}{110} = 2,727 \text{ A}$$

$$R_{C_{2m}} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{0,017 * 2}{5,26} = 0,00646 \Omega$$

$$\Delta V = 0,00646 * 2,7272 = 0,018 \text{ V} \quad y \quad \% \Delta V = \frac{0,018 * 100}{12} = 0,147 \%$$

$$P_{pér-tot(W)} = R_{C_{2m}} * (I_{máx-CA})^2 = 0,00646 * (2,7272)^2 = 0,048 \text{ W}$$

$$E_{perd} = 0,048 * 7 = 0,337 \text{ Wh - día}$$

En la tabla 3.7, se presenta un resumen de cada uno de los cálculos realizados para determinar la caída de voltaje y las pérdidas en los tramos de línea.

Tramo Línea	Calibre AWG	S (mm ²)	L (m)	C Cu	R (Ω)	I _{máx} (A)	ΔV (V)	%ΔV	P _F (W)	T _{uso} (h)	E _{perd} Wh/día
G-R	12	3,310	4	0,017	0,021	9,140	0,188	1,565	1,716	12,000	20,595
B-R	10	5,260	2	0,017	0,006	7,500	0,048	0,404	0,364	24,000	8,726
R-Carga	14	2,080	6	0,017	0,049	3,000	0,245	2,043	0,539	5,000	2,697
	14	2,080	4	0,017	0,033	1,000					
B-INV	10	5,260	2	0,017	0,006	2,727	0,018	0,147	0,048	7,000	0,337
REG	AUTOCONSUMO					0,0125			0,150	24,000	3,600
						TOTAL			2,817		35,955
						PÉRDIDAS %			2,072		8,769

Tabla 3.7. Resumen de los cálculos realizados correspondientes a la caída de voltaje y pérdidas.

3.5.10 DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES

Todos los circuitos deben tener una protección (fusible o Breaker), que soporte al menos el 125% de la máxima corriente de trabajo (I_{CARGA}), que circulará por dicho conductor, de tal forma que se mantenga la siguiente relación:

$$I_{CARGA} < I_{PROTECCIÓN} < I_{CONDUCTOR}$$

Cálculo del fusible de protección: para determinar la capacidad de este elemento de protección, se tiene que determinar la máxima corriente de trabajo que circulará por el circuito, entonces el fusible tiene que ser capaz de soportar el 125% de la máxima corriente que circula por el circuito a proteger.

$$I_{FUSIBLE} = 1,25 * I_{MÁX-TRABJO} \quad (3.29)$$

Si existen corrientes de arranque (motores eléctricos), la protección será calculada para que soporte dicha corriente, sin dejar demasiado ajustada a las condiciones de trabajo ni sobredimensionada para que proteja al circuito, recuerde que un fusible se funde en fracciones de segundo cuando la corriente que pasa por el mismo es el doble de su capacidad nominal, entonces:

$$I_{DESTRUCCIÓN-FUSIBLE} = 2 * I_{NOMINAL-FUSIBLE} \geq I_{ARRANQUE} \quad (3.30)$$

Cálculo de la protección breaker: calcular la máxima corriente que circulará por el circuito a proteger, luego determinar la capacidad del breaker mediante la siguiente ecuación.

$$I_{BREAKER} = 1,25 * I_{MÁX-TRABJO} \quad (3.31)$$

Cuando existan corrientes de arranque, la protección breaker debe ser capaz de soportar dicha corriente durante el máximo tiempo que esta se presente, recuerde

que un breaker abre el circuito (dispara) cuando la corriente que pasa por el mismo es por lo menos tres veces la corriente nominal de diseño.

$$I_{DISFARO-BREKER} = 3 * I_{NOMINAL-BREKER} \geq I_{ARRANQUE} \quad (3.32)$$

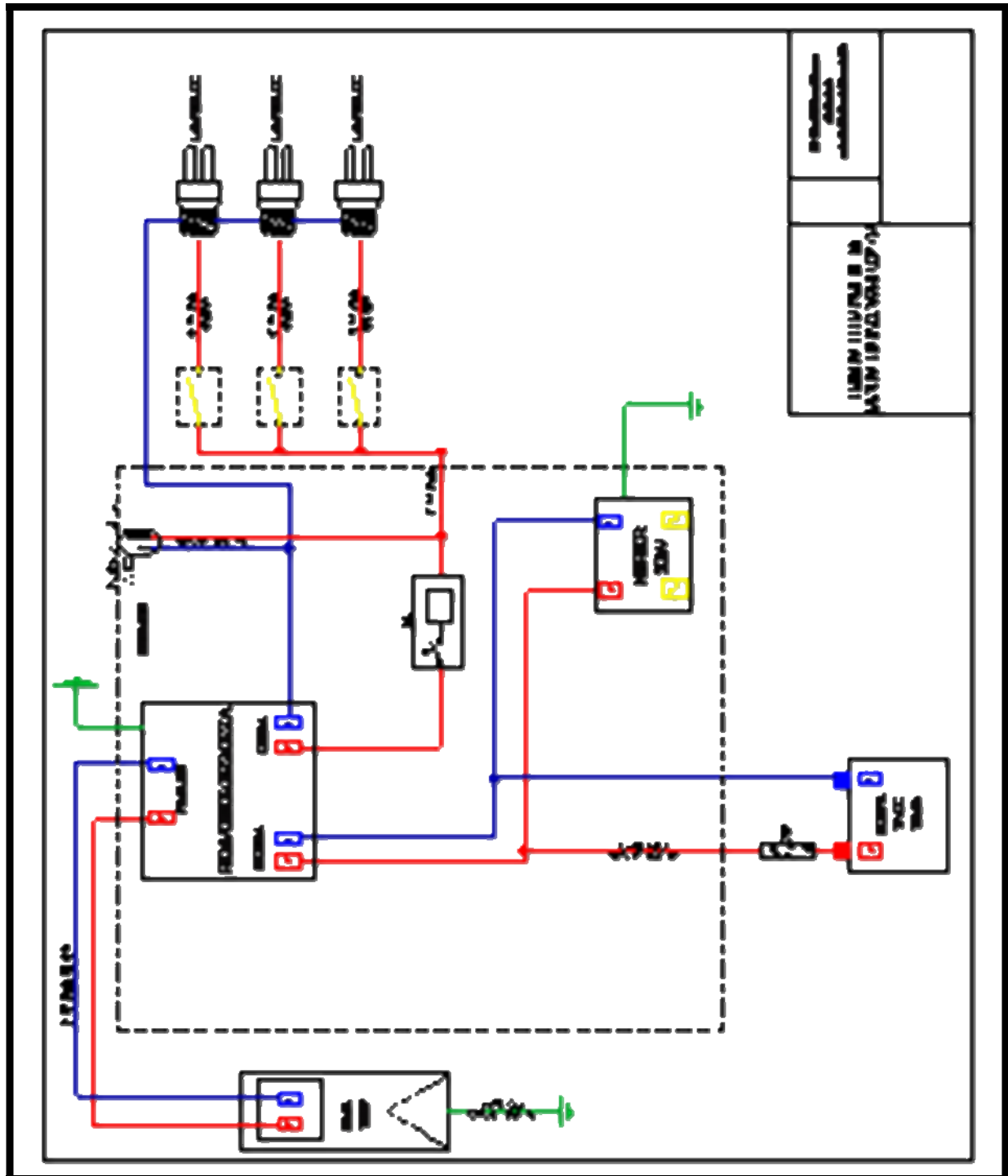


Figura 3. 7. Esquema eléctrico del SFD implementado en la primera etapa del proyecto "Yantsa ii Etsari"

CAPÍTULO IV

DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO “YANTSA ñ ETSARI”

4.1 EL PROYECTO “YANTSA II ETSARI”

La primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari” o “Luz de Nuestro Sol”, comprende la implementación de 290 Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), con la finalidad de beneficiar a 15 comunidades que se encuentran ubicadas a orillas de los ríos Mangosiza y Kusuime, el costo del proyecto fue financiado con recursos provenientes del FERUM 2008 y 2010. (Sánchez & Matute, 2011, pág. 2).

En las tablas 4.1 y 4.2, se presentan las comunidades beneficiadas y el número de viviendas electrificadas por comunidad, correspondiente a la primera etapa del proyecto.

NUMERO DE SFD POR COMUNIDAD BENEFICIADA, FERUM 2008				
N°	CANTON	PARROQUIA	COMUNIDAD	N° SISTEMAS
1	MORONA	SEVILLA DON BOSCO	TUNTIK	14
2			ISIDORO	9
3			SURITIAK	12
4			SAN JUAN	20
5			SAN JOSE DE KUSUIMI	21
6			TENTENTS	14
7			NUWENTS	23
8			SHIRAM	13
9			NUMPAIM	33
10			TSUNKI	16
11			PANKINTS	40
12			KUAMA	11
			TOTAL	226

Tabla 4. 1. Numero de SFD por comunidad beneficiada, primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

NUMERO DE SFD POR COMUNIDAD BENEFICIADA, FERUM 2010				
N°	CANTÓN	PARROQUIA	COMUNIDAD	N° SISTEMAS
1	MORONA	SEVILLA DON BOSCO	ANTUASH	13
2	MORONA	SEVILLA DON BOSCO	DON BOSCO	22
3	TAISHA	TUTINENTSA	PUKAR	29
TOTAL				64

Tabla 4. 2. Numero de SFD por comunidad beneficiada, primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

En la Figura 4.1 se presenta la ubicación geográfica de las 15 comunidades beneficiadas en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, según el mapa del cantón Morona.

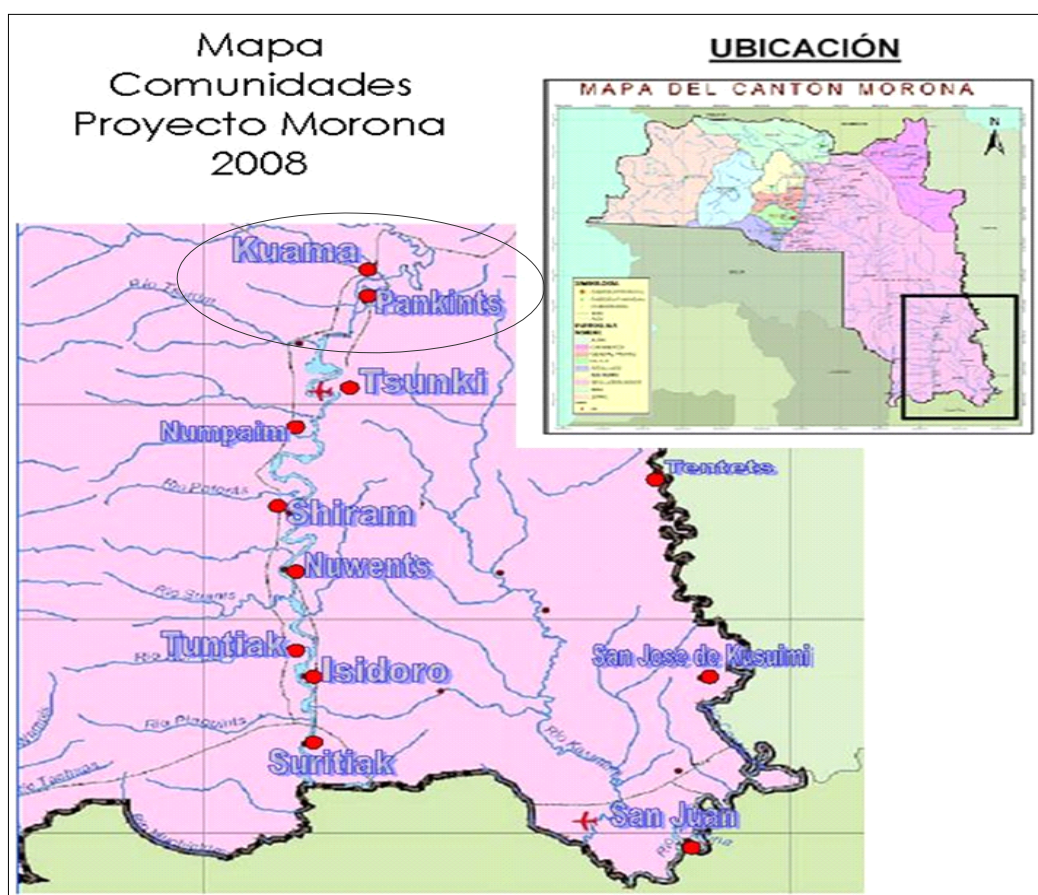


Figura 4. 1. Mapa de ubicación de las comunidades electrificadas. Fuente: UER-CENTROSUR.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA “NORMATIVA PARA LOS DIFERENTES ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SFD”

La descripción de la “**Normativa para los diferentes elementos que conforman un Sistema Fotovoltaico Domiciliario**”, elaborada por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, para realizar el diseño e implementación de (SFD), se presenta en el Anexo 2.

4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO IMPLEMENTADO

Los SFD correspondientes a la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, se implementaron con los equipos y accesorios adquiridos por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, los mismos que cumplen la “**Normativa para los diferentes elementos que conforman un sistema fotovoltaico doméstico (SFD)**”, el sistema implementado se puede apreciar en la Figura 4.2, el mismo consta de los siguientes equipos: dos paneles fotovoltaicos, un regulador de carga, una batería, un inversor, y tres luminarias.

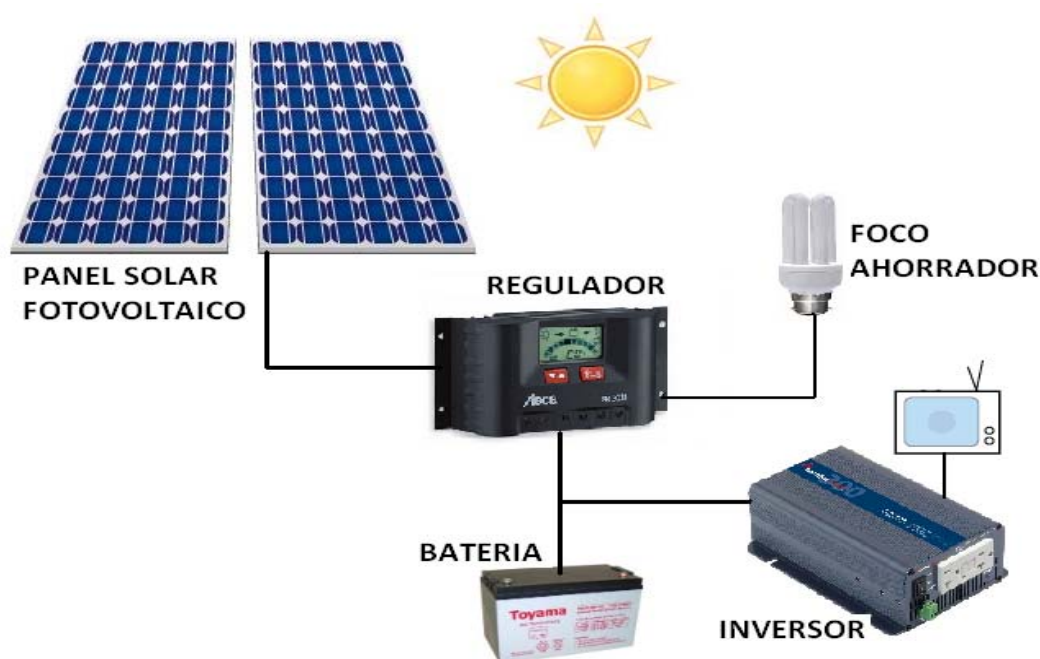


Figura 4. 2. SFD implementado en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

4.3.1 USOS DE LA ENERGÍA

En la Tabla 4.3, se presenta el número de artefactos y el tiempo de uso diario de cada uno, para mantener el uso adecuado de la energía generada por el SFD, bajo estas condiciones se garantiza el funcionamiento óptimo del sistema, caso contrario se pueden presentar diversos problemas en su funcionamiento y finalmente originar la salida de operación, causando malestar a los propios beneficiarios.

ITEM	ARTEFACTO	Cantidad	P (W)	T. uso (h/día)	Rendimiento	E (Wh/día)
CC	Lámpara Fluorescente (12Vcc)	3	12	5	0,8	225,00
CA	TV/DVD (120Vca)	1	70	2	0,75	186,67
	Radio (120Vca)	1	20	4	0,75	106,67
	Cargador de pilas (120Vca)	1	10	1	0,75	13,33
Total	Energía total necesaria					531,67

Tabla 4. 3. Uso de energía diaria promedio por domicilio.

4.3.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SFD IMPLEMENTADO

Cada sistema está concebido de tal modo que, pueda brindar a los hogares beneficiarios el servicio de iluminación y el consumo de un artefacto en CA de baja potencia, como se indica en la Tabla 4.3, además tiene características especiales y una capacidad limitada como se indica en la Tabla 4.4.

Descripción	Cantidad	Unidad
Potencia del sistema (paneles)	2x75=150	Wp
Capacidad de la batería	150	Ah
Profundidad de descarga (batería)	60	%
Capacidad útil (batería) 150*0.6	90	Ah
Voltaje del sistema en CC	12	Vcc
Voltaje del sistema en CA	110	Vca
Capacidad Disponible [Ah*Vcc]	1.080	Wh/día
Carga permitida en CC	225	Wh/día
Carga permitida en CA	306,67	Wh/día
Consumo total por día	531,67	Wh/día

Tabla 4. 4. . Características del SFD implementado.

La energía total disponible en la batería es de 1.080Wh, sin embargo, no se pudo utilizar toda esta capacidad en un solo día, por lo que es necesario el uso racional de la energía almacenada por el sistema fotovoltaico, en función de lo cual se ha establecido el circuito básico por cada vivienda y la recomendación de uso indicada en la Tabla 4.3, con la finalidad de garantizar una autonomía de 3 días (en ausencia de radiación solar). (CENTROSUR, 2010).

4.4 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE LOS SFD

La implementación de cada sistema fotovoltaico, debe ejecutarse de tal forma que el sistema sea seguro, confiable y eficiente.

A continuación se describe el procedimiento a seguir para la instalación de un SFD.

4.4.1 ARMADO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos se fijan a la estructura de soporte H, utilizando únicamente: tornillos, tuercas, arandelas, etc., de acero inoxidable. Los orificios del panel y la estructura son coincidentes (solicitud de fabricación de la estructura). Los paneles deben quedar bien fijados a la estructura, para evitar que con el viento se puedan aflojar y caer. Luego la estructura H con los paneles, es colocada y fijada al mástil como se puede apreciar en la figura 4.3.

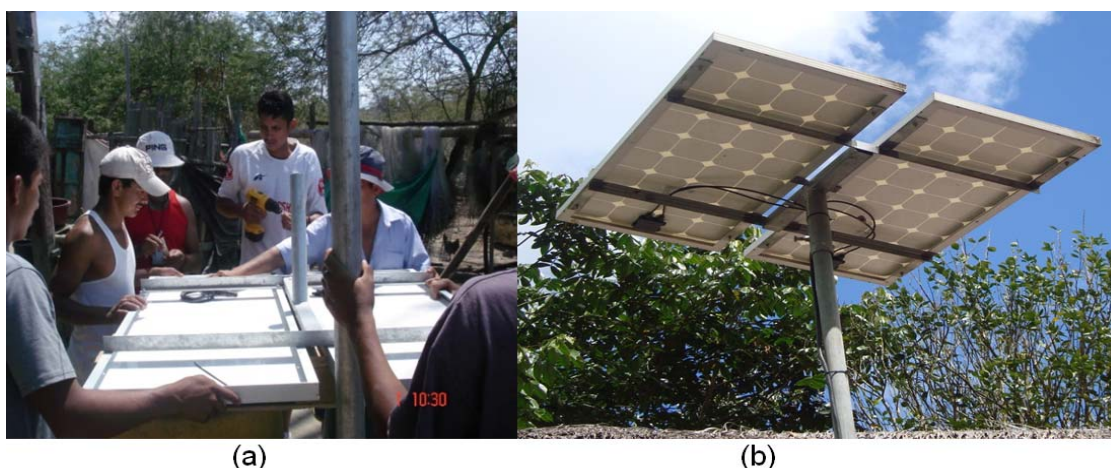


Figura 4. 3. (a) Colocación de los paneles sobre la estructura H. (b) Arreglo FV sobre el mástil.

4.4.2 UBICACIÓN Y PARADA DEL POSTE

Después del izado del poste se debe garantizar:

- ✓ Una perfecta verticalidad del poste.
- ✓ La parte más baja de los paneles orientada hacia el Norte.
- ✓ Los paneles deben quedar libres de cualesquier sombra durante todo el día.
- ✓ El cable de acometida amarrado al poste.

Existen diferentes tipos de postes y también varias formas de colocarlos, entre ellas se destacan las siguientes:

4.4.2.1 MÁSTIL COLOCADO AL EXTERIOR DE LA VIVIENDA

Es un tubo metálico anclado al terreno lo más cerca posible de la vivienda, con dos varillas cruzadas en la base del poste y con una base de cemento, para evitar que el poste se pueda mover.

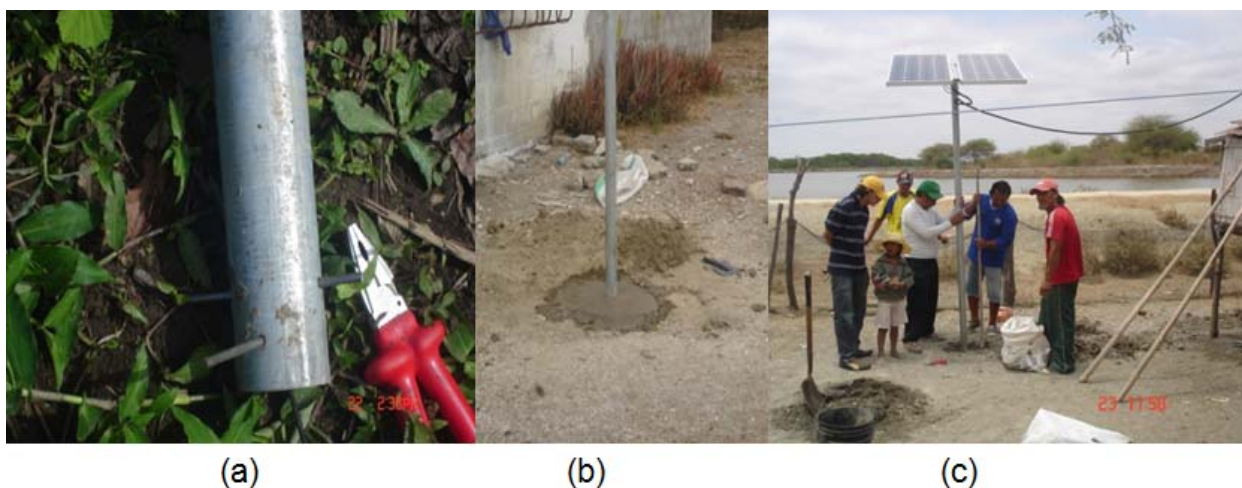


Figura 4. 4. Parada del poste junto a la vivienda. (a) Varillas cruzadas en la base del poste (b) poste anclado con una base de cemento. (c) poste con los paneles montados en la parte superior.

4.4.2.2 MÁSTIL MÁS UN POSTE DE MADERA

El mástil es adosado a un poste de madera anclado al terreno junto a la vivienda, esto para conseguir mayor altura de los paneles, se recomienda usar madera muy resistente a las condiciones ambientales del lugar.



Figura 4. 5. Parada del mástil sobre un poste de madera junto a la vivienda

4.4.2.3 MÁSTIL ADOSADO A LA PARED O SOBRE EL TECHO DE LA VIVIENDA

Como se puede observar en la figura 4.6, el mástil es colocado adosado a la pared o sobre el techo de la vivienda, en este sistema hay que tener especial cuidado con la unión techo/poste, esta debe quedar sellada herméticamente.



*Figura 4. 6. Mástil: (a) Adosado a la pared, (b) Sobre el techo.
Modelos utilizados en la primera etapa del proyecto "Yantsa ii Etsari".*

No es recomendable usar este modelo porque el agua lluvia puede filtrar y ocasionar problemas, primero a las personas que viven en el inmueble y luego problemas técnicos al sistema, como ha ocurrido en varios sistemas instalados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

4.4.2.4 POSTES

Estos pueden ser de metal, madera u otro tipo de material resistente a las condiciones climáticas del lugar, fijados en la base con hormigón o simplemente anclado al terreno, en este caso los módulos son colocados en la estructura de soporte y luego sobre el poste.

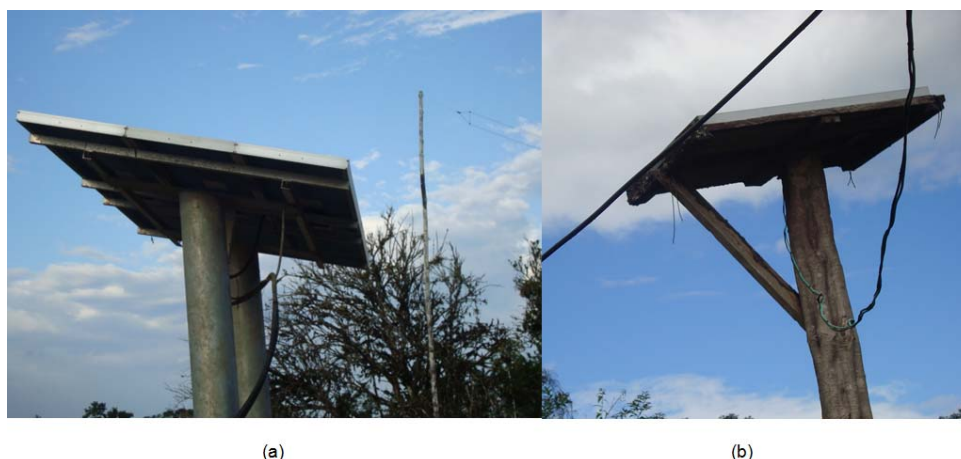


Figura 4. 6. Postes. (a) Dos postes para un arreglo de tres módulos (Centros de Salud). (b) Un poste para un solo módulo, colocado en una base de madera, (proyectos EUROSOLAR).

4.4.3 CONEXIÓN ELÉCTRICA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

Los paneles se conectan en paralelo, utilizando conectores tipo manguito o realizando empalmes entre conductores, con la compresión mecánica suficiente para evitar las pérdidas eléctricas, la conexión será protegida utilizando primero cinta aislante 3M taípe y sobre estase recomienda colocar cinta autofundente 3M.



Figura 4. 7. Conexión eléctrica del arreglo fotovoltaico.

4.4.4 INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERIORES

En cada vivienda se instalarán el número de accesorios indicado en el diseño en este caso son: tres luminarias, cada una con su interruptor, un tomacorriente polarizado doble para CA, un tomacorriente para CC y la puesta a tierra.

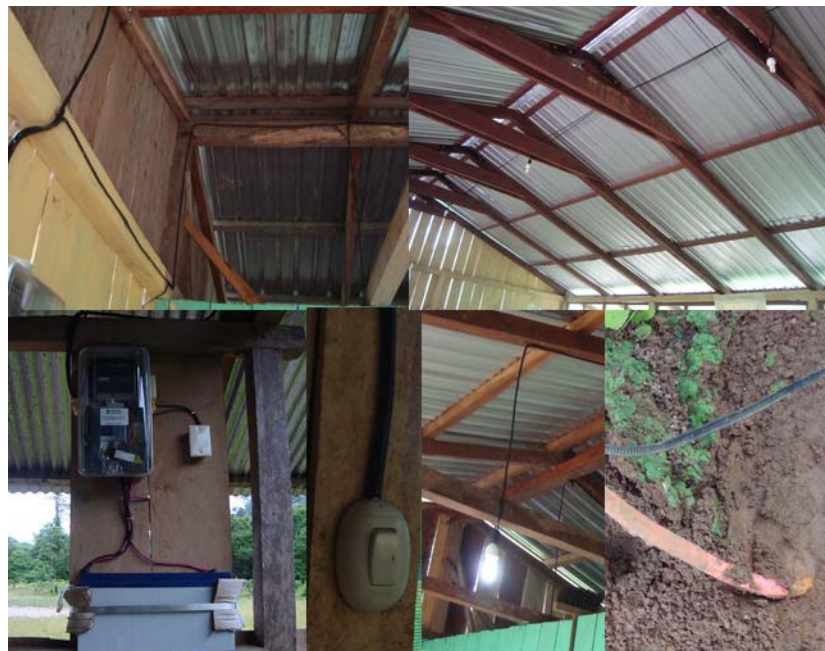


Figura 4. 8. Instalaciones eléctricas internas.

Los cables se fijarán a la madera de la casa, con grapas tipo U o con amarras plásticas a intervalos adecuados para asegurar la posición vertical y horizontal de los mismos, nunca dejar oblicuamente, de tal forma que las instalaciones proporcionen una excelente estética y evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación.

Todos los empalmes y uniones eléctricas correctamente prensados y aislados con cinta autofundente y aislante, hasta superar la chaqueta aislante del conductor.

Los cables deben mantenerse fuera del alcance de los niños y respetando el código de colores.

4.4.5 DESCRIPCIÓN DEL GABINETE

El gabinete es elemento en cuyo interior se emplazarán los equipos más sensibles del SFD, entre ellos: regulador, inversor y las protecciones; los mismos que tienen que estar sujetos con tornillos, tuercas, etc. de acero inoxidable. La batería puede o no estar colocada dentro del gabinete.

Si los equipos se emplazan en el interior de un gabinete; se recomienda que la separación mínima entre equipos sea, la indicada en la hoja de datos de cada equipo, para garantizar la circulación de aire al interior del gabinete y asegurar el enfriamiento, mejorar el rendimiento y la vida útil de los equipos instalados.

4.4.5.1 GABINETE CERRADO EMPLAZADO AL EXTERIOR DE LA VIVIENDA

Lo constituye una caja con una compuerta, con llave para evitar la manipulación y/o hurto de los equipos, hermética para evitar las filtraciones de agua, al interior del gabinete se emplazan los siguientes equipos: regulador, inversor, batería y las protecciones, en la parte exterior de la tapa se puede colocarlos indicadores del funcionamiento del sistema.



Figura 4. 9. Gabinete emplazado al exterior de la vivienda.

4.4.5.2 GABINETE CERRADO EMPLAZADO AL INTERIOR DE LA VIVIENDA

Formado por una caja con una compuerta, con llave para evitar la manipulación de los equipos, en el interior de la caja se colocan los equipos como: regulador, inversor, las protecciones y la batería puede o no ir dentro de la caja. En este caso se debe asegurar una suficiente ventilación para no afectar a la vida útil de los elementos.

En la siguiente gráfica se presenta un ejemplo de este modelo, el cual se aplicó en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”. La caja es metálica con tapa de plástico transparente, para permitir la visualización de los indicadores del funcionamiento de los equipos instalados.



Figura 4. 9. Gabinete emplazado al interior de la vivienda.

4.4.5.3 EQUIPOS INSTALADOS EN TABLEROS EXPUESTOS

En este caso no se necesita del gabinete propiamente dicho, los equipos son colocados en tableros y estos son adosados a la pared, al interior de la casa, fijándolos con tornillos o clavos.

En la siguiente figura se presenta un ejemplo de este modelo, el cual fue utilizado en la segunda etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.



Figura 4. 11. Equipos colocados al aire libre en el interior de la casa, implementado en la segunda etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

4.4.6 INSTALACIÓN DE LA BATERÍA

La batería será emplazada en una base de madera, lo más cercano posible al gabinete, en un lugar ventilado y de fácil acceso, con las respectivas precauciones para evitar cortocircuitos accidentales entre sus terminales.

La conexión de la batería se realizará con un conductor flexible, mínimo del calibre # 10 AWG. Junto al borne positivo de la batería se recomienda la instalación de un porta fusible, con su respectivo fusible de 20 A CC.

4.4.7 CONEXIÓN A TIERRA

El sistema fotovoltaico tendrá una conexión a tierra que una el panel fotovoltaico y los equipos electrónicos hasta una varilla de copperweld de 1800 mm de largo por 16 mm de diámetro, que se instalará en el exterior de la vivienda, en un lugar técnicamente adecuado. Para la instalación de la varilla se recomienda utilizar un conductor flexible TW, mínimo del calibre # 10 AWG.

La puesta a tierra se deberá construir, siguiendo las recomendaciones dadas por las normas y el fiscalizador.

4.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS EQUIPOS SOLICITADOS SEGÚN LA NORMATIVA Y LOS EQUIPOS INSTALADOS

Como se explicó en el Capítulo 2, un sistema fotovoltaico es el conjunto de dispositivos interconectados cuya función es transformar la energía solar directamente en energía eléctrica, luego esta energía es acondicionada a los requerimientos de una aplicación determinada.

A continuación se realiza una comparación entre las características de cada uno de los equipos y materiales solicitados según la “Normativa para los diferentes elementos que conforman un SFD”, los equipos y materiales instalados en los 290 SFD, correspondientes a la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, adicionalmente se presentan las observaciones si existen, en cada una de las características de los equipos, que no cumplan la normativa.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

MÓDULO FOTOVOLTAICO			
DESCRIPCIÓN	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO: HJSOLAR - HJM075M-12	OB.
Potencia Nominal:	150 Wp.	2x75Wp=150 Wp.	
Tolerancia de potencia:	± 5%.	± 3%.	
Tensión Nominal:	12 VDC.	12 VDC.	
Corriente total a máxima potencia del sistema:	Entre 8 A y 10 A.	2X4,24 A =8,48 A.	
Tensión a máxima potencia Vmax:	Entre 17 V y 19 V.	17,68 VDC	
Corriente total de corto circuito Isc:	Entre 8 A y 11 A.	2X4,57A =9,14A.	
Tensión a circuito abierto Voc:	Entre 20 V y 24 V.	21,86 VDC.	
Eficiencia Nominal:	>= 12%.	15,5 %.	
Número de paneles del generador:	<= 2.	2.	
Número de células totales por sistema de generación:	<= 72.	2X36 células= 72 células.	
Tipo de Célula:	Silicio monocristalino y con capa anti-reflectante.	Silicio monocristalino con capa anireflexiva.	
Encapsulado del panel o paneles:	EVA (acetato de etileno-vinilo) con encapsulante, en un conjunto formado por un vidrio templado anti-reflectante de alta transmisividad, en su cara frontal, y un polímero plástico (TEDLAR) en la cara posterior, que proporcione resistencia a los agentes ambientales y aislamiento eléctrico.	Encapsulado EVA, y en la cara frontal haciendo un conjunto un vidrio templado anti-reflectante de alta transmisividad. Capa posterior cubierta EDLAR, que proporcionará resistencia a los agentes ambientales y aislamiento eléctrico.	
Marco del panel:	Marco de aluminio anodizado o acero inoxidable con agujeros para la fijación del módulo al bastidor de soporte y conector de tornillo para conexión de puesta a tierra.	Panel con marco de aluminio anodizado con agujeros para la fijación del módulo a la estructura soporte y conector para conexión de puesta a tierra.	
Sistema de conexión:	Cables conectores de salida de la caja con bornes para conductor mínimo de 6 mm ² de sección o caja de derivación que cumpla con grado de estanqueidad IP65.	Caja de conexión con grado de estanqueidad IP 65 con bornes para panel. Bornera soporta cables de 6 mm ² , viene con un precableado de 4 mm ² .	
Protecciones Eléctricas:	Diodos de protección (diodos de by-pass).	2 diodos de by-pass.	
Etiquetado:	Indeleble indicando al menos potencia, tensión, corriente, número de serie, marca, fabricante y logotipo de la empresa contratante.	Indicando: potencia, tensión, corriente, número de serie, marca, fabricante y logotipo de la empresa fabricante.	
Temperatura ambiente de trabajo:	Entre -10°C a 45°C.	-40°C hasta 85°C.	
Humedad relativa:	Mayor a 85%.	Más del 95%, herméticos encapsulados al vacío.	

Garantía del producto:	5 años desde la fecha de entrega, contra cualquier defecto en materiales o fabricación que impidan su normal funcionamiento en condiciones correctas de utilización, instalación y mantenimiento.	5 años desde la fecha de entrega, contra cualquier defecto en materiales o fabricación que impidan su normal funcionamiento en condiciones correctas de utilización, instalación y mantenimiento.	
Garantía de vida útil:	La potencia del módulo superará el 90% de la inicial por un período no menor a 10 años, y superará el 80% por un período no menor a 20 años, en condiciones de test estandarizadas (STC).	La potencia del módulo superará el 90% de la inicial por un período no menor a 10 años, y superará el 80% por un período no menor a 25 años, en condiciones de test estandarizadas (STC).	
Documentación técnica:	Certificado de garantía del producto, certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas.	Certificado de garantía adjunto que cumple con lo requerido.	
Normativa y certificaciones que cumple:	Certificados de cumplimiento de las Normas IEC 61215; además IEC 61730 o UL 1703; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional.	Se adjunta certificados que acreditan el cumplimiento de normas. ISO 9001:2008, EN61215, EN61730-1 y EN61730-2.	

Tabla 4. 5. Características del módulo Fotovoltaico solicitado e instalado.

EL REGULADOR O CONTROLADOR DE CARGA

REGULADOR DE CARGA			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO: STECA TAROM - PR 2020 o 235	OB.
Diseño:	Diseñado para regulación de batería tipo AGM.	Diseñado para regular diferentes tipos de baterías incluyendo la AGM.	
Grado de estanqueidad:	Mínimo IP22.	Grado de estanqueidad IP32.	
Tensión nominal:	12 VDC.	12 VDC.	
Corriente de entrada de módulo:	20 A.	20 A.	
Corriente máxima de consumo:	20 A.	20 A.	
Autoconsumo:	≤ 16 mA .	12,5 mA.	
Control de temperatura:	Sistema de compensación de temperatura.	Sistema de compensación por temperatura.	
Algoritmo de Carga:	Carga de baterías por modulación de ancho de pulsos (PWM). Tipo de regulador serie controlado por microprocesador con relé de estado sólido.	Regulador serie controlado mediante relé de estado sólido carga de batería por modulación de ancho de pulso.	
Regulación:	Basado en el estado de carga (SOC) de batería.	Basado en el estado de carga (SOC) de batería.	
Desconexión :	Desconexión por baja tensión de batería y reconexión automática del consumidor.	Desconexión por bajo voltaje con reconexión automática.	
Ajustes:	Ajustes preestablecidos en fábrica, con posibilidad de reajuste en sitio.	Preestablecido en fábrica para estado de carga controlado que brinda una buena protección de la batería, pero tiene la opción de reajusta en sitio a un modo diferente que sería de voltaje controlado.	
Protección electrónica contra:	Sobrecarga.	Contra sobrecarga.	
	Descarga excesiva de batería.	Contra descarga excesiva.	
	Polaridad inversa de módulo solar, carga y batería.	Contra polaridad inversa del panel, baterías y cargas.	
	Cortocircuito en el módulo solar.	Contra cortocircuito en la línea del panel.	
	Cortocircuito de la carga.	Contra cortocircuito en línea de carga.	
	Sobretensión y sobrecarga.	Contra sobretensión y sobrecarga.	
	Sobretensión.	Contra sobretensión y baja tensión.	
	Circuito abierto de batería.	Contra circuito abierto de baterías.	
	Corriente inversa.	Contra corriente inversa.	
Compatibilidad electromagnética:	Inexistencia de emisiones electromagnéticas que perturben el funcionamiento de otros aparatos eléctricos como radios, TV, lámparas.	Inexistencia de emisiones electromagnéticas que perturben el funcionamiento de otros aparatos eléctricos como radios, TV, lámparas.	

Indicadores:	Estado de carga de baterías.	Indicador del estado de carga de la batería.	
	Alarma.	Alarma.	
Accesorios:	Compensación de temperatura.	Esta incorporada al regulador.	
Bornes de conexión:	De fácil conexión para conductor de sección mínima de 9 mm ² . Polaridad identificada, conector de tornillo, inoxidable.	Con bornes de fácil conexión para conductor de sección variable desde hasta 16 mm ² .	
Sistema de puesta a tierra:	Toma a tierra.	Toma de tierra positivo.	
Montaje:	Pared vertical.	En superficie vertical.	
Tipo y características de la carcasa:	De material inoxidable. Indicar dimensiones.	Dimensiones: 96x187x44 mm (Ancho x altura x espesor) Fabricado en plástico reciclable.	
Etiquetado:	Indeleble indicando por lo menos tensión nominal, corriente, marca, número de serie y polaridad de los terminales.	Indicando marca, modelo, tensión nominal de trabajo, corriente, número de serie, identificación de terminales y polaridad.	
Temperatura ambiente de trabajo:	Entre -10°C a 45°C.	-10°C a +50°C.	
Humedad Relativa:	Mayor a 85%.	Mayor al 85%.	
Garantía del producto:	Mínimo de 2 años.	2 años.	
Garantía de vida útil:	>= 10 años.	Vida útil de 10 años.	
Documentación técnica requerida:	Certificado de garantía del producto, certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas.	Adjuntos certificados de garantía, vida útil e información técnica.	

Tabla 4. 6. Características del regulador de carga Solicitado e Instalado.

BANCO DE ACUMULADORES

BATERÍA			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADA: TOYAMA NPL 150 Ah – 12 Vcc	OB.
Tipo:	Batería de electrolito absorbido (AGM) sellada, apta para acumulación de energía generada en sistemas fotovoltaicos.	Batería tipo AGM sellada apta para aplicaciones solares.	
Tensión nominal:	12 VDC.	12 VDC.	
Capacidad:	Mínimo de 150 Ah en C10 .	150 Ah a C10 en condiciones estándares.	
Ciclos:	Mínimo 600 ciclos con una profundidad de descarga del 50%, con una capacidad remanente de la batería del 80%.	Con una profundidad de descarga del 50% y manteniendo la capacidad de la batería al 70%, el número de ciclos es de 800.	
Profundidad de descarga admisible:	Deberán permitir, sin sufrir daños, profundidades de descarga de hasta el 80%.	Profundidad de descarga de hasta el 80%.	
Autodescarga:	No debe exceder el 3% de la capacidad nominal por mes.	3% por mensual.	
Electrolito:	Ácido absorbido.	Electrolito absorbido.	
Sello:	Libres de mantenimiento.	Libre de mantenimiento.	
Terminales:	Provista con bornes de tipo L o similar y con sus respectivos tornillos, arandelas y tuercas ya incorporados al borne, de material inoxidable.	Terminal tipo L con los correspondientes pernos, tuerca y arandelas inoxidables.	
Fecha de fabricación:	No mayor a 75 días, respecto a la fecha de entrega del suministro.	Se fabricarán bajo pedido por lo tanto si no hay demoras de transporte no tendrán más de 75 días de fabricadas.	
Etiquetado:	Indeleble indicando por lo menos: capacidad, tensión, número de serie, polaridad de los bornes, fecha de fabricación, fabricante, marca y logotipo de la empresa contratante.	Etiquetado indeleble con datos de capacidad, marca, polaridad definida, tensión, número de serie y de ser necesario logo de la empresa.	
Temperatura ambiente de trabajo:	Entre -10°C a 45°C.	-20°C a +60°C.	
Garantía del producto:	Mínimo de 2 años.	2 años.	
Garantía de vida útil:	Mínima de 5 años.	Expectativa de vida de 5 años en condiciones estándar.	
Documentación técnica requerida:	Certificado de garantía del producto Certificado de garantía de vida útil y Especificaciones técnicas.	Se adjunta certificado de garantía y de vida útil, así como especificaciones técnicas.	
Normativa y certificaciones a cumplir:	Certificados de cumplimiento de la Norma IEC 60896-21 o equivalente. Certificado por un laboratorio independiente con acreditación internacional.	Se adjuntan certificados que certifican cumplimiento de normas IEC60896, ISO 14001, UL ISO 9001.	

Tabla 4. 7. Características de la batería Solicitada y Adquirida.

INVERSORES

INVERSOR			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO: SAMLEX MODELO: SA-300-112	OB.
Forma de la onda:	Sinusoidal Pura.	Sinusoidal Pura.	
Tipo:	Estado sólido.	Estado sólido.	
Potencia nominal:	300 W.	300 W.	
Tensión nominal de entrada:	12 VDC.	12 VDC.	
Rango de tensión de entrada:	Límite inferior entre 10 V a 11 V.	10,5 V.	
	Límite superior entre 15 V a 16 V.	15 V.	
Tensión nominal de salida:	Monofásico de 110 VAC a 127 VAC.	Monofásico 110 Vca.	
Variación de la tensión de salida:	$\leq 6\%$.	$\pm 5\%$.	
Desconexión:	Desconexión de carga por baja tensión de batería, rearme automático. El nivel de desconexión por baja tensión de batería estará comprendido entre 10,5 V y 11,5 V.	Desconexión de carga por baja tensión de batería, rearme automático. El nivel de desconexión por baja tensión de batería es de $10 \pm 0.5\text{V VDC}$.	
Frecuencia nominal:	60 Hz, variación menor de $\pm 1\%$.	60 Hz $\pm 0.05\%$.	
Rendimiento a plena carga:	$\geq 85\%$.	89%.	
Interruptor:	Encendido / Apagado.	Interruptor de encendido / apagado.	
Modos de operación:	On, Stand by, Off.	On/ Off/ Stand By.	
Distorsión armónica total:	$\leq 6\%$.	$< 6\%$.	
Compatibilidad electromagnética:	Filtrado de emisiones electromagnéticas para que no perturben el funcionamiento de otros aparatos eléctricos como radios, TV, lámparas, etc.	Presenta filtrado de las emisiones electromagnéticas para que no perturbe el funcionamiento de otros aparatos eléctricos como radios, TV, lámparas, etc.	
Bornes de conexión:	Bornes de conexión para la salida en AC, tipo NEMA 5-15.	Conexión AC mediante NEMA 5-15R / GFCI.	
Indicadores:	Indicadores visuales de estado.	LED de estado de encendido.	
Autoconsumo:	$\leq 3\%$ de potencia nominal.	En stand by 0,25A (equivalente a 0,85% = $12\text{V} \times 0,25\text{A} / 350\text{ W}$).	
Grado de estanqueidad:	Mínimo IP 20.	IP 20.	
Sobrecarga instantánea:	$\geq 50\%$ de la potencia nominal durante al menos 5 segundos.	Soporta picos de hasta 400W, $P_{\text{out-max}} = 200\text{W}$, Entonces $P_{\text{max-avg}} = 1,5 \times 200 = 300\text{W}$, si cumple tal requerimiento.	Soporta picos de hasta 400W.

Protección electrónica contra:	Descargas excesivas de batería (con desconexión y conexión automática).	Contra descargas excesivas de batería (con conexión y desconexión automática).	
	Sobrecarga.	Contra sobrecargas.	
	Sobretensión.	Contra sobretensión.	
	Cortocircuito a la salida en AC.	Contra cortocircuito en salida AC	
	Alta tensión de batería (con desconexión y conexión automática).	Contra alta tensión de batería (desconexión y conexión automática).	
Etiquetado:	Indeleble indicando al menos potencia, tensión de entrada, tensión de salida, número de serie, polaridad, marca y fabricante.	Indeleble indicando marca, modelo, potencia, tensión de entrada, tensión de salida, número de serie, polaridad.	
Montaje:	Pared vertical.	Vertical.	
Tipo y características de la carcasa:	De material inoxidable. Indicar dimensiones.	237*155*72mm (L*W*H) Material inoxidable (aluminio con pintura resistente).	
Temp. ambiente de trabajo:	Entre -10°C a 45°C.	0° C a +40° C.	
Humedad Relativa:	Mayor a 85%.	Hasta 90 % sin condensación.	
Garantía del producto:	Mínimo de 2 años.	2 años.	
Garantía de vida útil:	Mínimo 5 años.	Vida útil 5 años.	
Documentación técnica requerida:	Certificado de garantía del producto, certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas.	Adjunto certificados de vida útil y especificaciones técnicas.	
Normativa y certificaciones a cumplir:	Certificados de cumplimiento de las Normas EN55022; EN61000-3-2; EN60950-1; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional.	Norma ISO 9001:2008, Certificado de lab. QTK sobre EMC estándares.	

Tabla 4. 8. Características del inversor solicitado y adquirido.

LUMINARIA

LUMINARIA			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO: LUMINARIA SUNDAYA Qlite 600	OB.
Tipo:	Fluorescente compacta.	Fluorescente compacta.	
Potencia nominal:	Máximo 15 W.	12 W.	
Tensión nominal:	12 VDC.	12 VDC.	
Rango de tensión de operación:	Comprendido entre (Vn -15%) y (Vn +25%).	10-14,5 VDC.	
Luminosidad:	Mínimo 600 lúmenes.	600lm.	
Ciclos de funcionamiento:	≥ 10000 .	100000.	
Compatibilidad electromagnética:	El balasto electrónico no debe producir interferencias en ninguna condición de operación.	El balastro no produce interferencias.	
Color:	Entre 2700 K y 5000 K.	6500°K.	
Grado de estanqueidad:	Mínimo IP 32.	IP 55.	
Boquilla:	Rosca E27 (sin acople).	Rosca E17.	Con acople.
Contenido de mercurio (Hg):	< 5 mg.	< 5 mg.	
Etiquetado:	Indeleble indicando por lo menos: potencia, tensión de entrada, número de serie, marca y fabricante.	Etiqueta Indeleble indicando marca, modelo, tensión, número de serie, temperatura del color, potencia.	
Temp. ambiente de trabajo:	Entre -10°C a 45°C.	-10°C a + 55°C.	
Humedad Relativa:	Mayor a 85%.	85%.	
Garantía del producto:	Mínimo 2 años.	2 años.	
Garantía de vida útil:	≥ 8000 horas.	Mayor a 10000 horas.	
Documentación técnica requerida:	Certificado de garantía del producto Certificado de garantía de vida útil y Especificaciones técnicas.	Se adjunta garantía técnica, vida útil y especificaciones.	
Normativa y certificaciones a cumplir:	Certificados de cumplimiento de las Normas EN55015; EN61547; NEMA LL8-2008; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional.	Ensayo de laboratorio realizado por el Instituto de Energía Solar Universidad Politécnica de Madrid. ISO 9001:2000. Certificado de conformidad CE de cumplimiento de directivas: 73/23/EEC, 89/336/EEC, 93/68/EEC, EN55015, EN61547.	

Tabla 4. 9. Características de las luminarias solicitadas y adquiridas.

ESTRUCTURA DE SOPORTE

ESTRUCTURA DE SOPORTE			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO:	OB.
Material:	Hierro galvanizado por inmersión en caliente con una capa protectora de mínimo de 30 μm .	Hierro galvanizado por inmersión en caliente con una capa protectora de mínimo de 30 μm .	
Elementos de fijación:	Provisto de tornillos, pernos, arandelas planas y arandelas de presión u otros sistemas necesarios para la sujeción del generador fotovoltaico a la estructura de soporte y de la estructura de soporte al mástil. Deben ser de acero inoxidable.	Provisto de tornillos, pernos, arandelas planas y arandelas de presión para la sujeción del generador fotovoltaico a la estructura de soporte y de la estructura de soporte al mástil.	
Resistencia:	Suficientes para resistir hasta 10 veces el peso de los módulos y vientos de hasta 120 Km/h. Deberá ser lo suficiente rígida para evitar las oscilaciones ante la carga por acción del viento.	Suficientes para resistir hasta 10 veces el peso de los módulos y vientos de hasta 120 Km/h. Deberá ser lo suficiente rígida para evitar las oscilaciones ante la carga por acción del viento.	
Diseño:	Deberán permitir la instalación en concordancia con el sistema de generación fotovoltaico ofertado, con una inclinación fija de 10°, respecto a la horizontal. Debe ser completamente desmontable y además debe disponer de los elementos y el mecanismo para fijación y acople rígido al tope de un mástil de hierro galvanizado de 50 mm de diámetro y 2 mm de espesor.	Tipo H, con perfiles L, tubos cuadrados y tubo redondo para acople con mástil, con inclinación de 10°.	
Documentación técnica requerida:	Certificado de garantía del producto y Especificaciones técnicas.	Fabricación Nacional.	

Tabla 4. 10. Características de la estructura de soporte.

Mástil

MASTIL O POSTE			
Descripción	PARÁMETRO SOLICITADO	INSTALADO:	OB.
Material:	Hierro galvanizado por inmersión en caliente con una capa protectora mínimo de 30 μm .	Hierro galvanizado por inmersión en caliente con una capa protectora mínimo de 30 μm .	
Diámetro:	50 mm.	50 mm.	
Longitud:	2 metros.	2 metros.	
Espesor:	2 mm.	2 mm.	
Sistema de fijación:	En el extremo opuesto al de fijación de la estructura soporte, realizar un agujero de 12 mm de diámetro a una distancia de 50 mm desde el extremo.	En el extremo opuesto al de fijación de la estructura soporte, realizar un agujero de 12 mm de diámetro a una distancia de 50 mm desde el extremo.	

Tabla 4. 11. Características del Mástil.

4.6 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL SFD

Luego de realizar todas las instalaciones se procede con las pruebas de funcionamiento, estas son necesarias realizar en presencia del beneficiario para que el mismo compruebe el correcto funcionamiento del sistema implementado, y la Empresa Distribuidora (CENTROSUR) pueda tomar las acciones necesarias en caso de existir daños repentinos después de su instalación, para ello se recomienda seguir el siguiente procedimiento. (Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2007).

4.6.1 MODULO FOTOVOLTAICO

Luego de la colocación de los paneles, se procede a medir el voltaje en los terminales, cuando estos están expuestos a una radiación solar suficiente para obtener valores de voltajes semejantes a los siguientes:

- ✓ Voltaje en los terminales cercano al nominal, significa que las celdas funcionan correctamente ($V_N = 12 V_{cc}$).
- ✓ Si el voltaje en los terminales es aproximadamente cero, puede existir fallas en el conjunto de celdas.
- ✓ Voltaje en los terminales igual a cero, el sistema tiene circuito abierto.

4.6.2 REGULADOR DE CARGA

- ✓ Comprobar que no tenga contacto directo a tierra.
- ✓ Probar que todas las protecciones funcionen correctamente, medir la continuidad de los fusibles.

4.6.3 BATERIA

Para verificar el correcto funcionamiento de la batería, se tiene que medir el voltaje entre los terminales de la batería:

- ✓ La batería funciona correctamente si el voltaje medido en sus terminales es muy cercano o superior al voltaje nominal, en este caso ($V_N = 12V_{cc}$).
- ✓ Si el voltaje en los terminales no alcanza el voltaje nominal, se recomienda evaluar de forma continua el voltaje de la batería.
- ✓ Si el voltaje de la batería permanece por debajo del voltaje nominal ($V_B < 12V_{cc}$), la batería puede estar descargada, ante esta situación se recomienda al usuario no utilizar la energía hasta que esta se haya cargado completamente, generalmente un día de recarga, si el problema persiste, significa que la batería presenta alguna deficiencia en su funcionamiento.

4.6.4 CARGAS ELÉCTRICAS

Considerando que el sistema puede tener diferentes tipos de carga tanto en CC y CA, se tiene que realizar las pruebas de funcionamiento de cada una de ellas.

- ✓ Comprobar que las cargas funcionen correctamente, probar encendiendo y apagando las luminarias mediante el interruptor, esto para CC y CA.
- ✓ Si las cargas no funcionan, se tiene que verificar el voltaje en los terminales sea el correcto, tanto para CC y CA.
- ✓ Para las cargas en CC, verificar que la polaridad de instalación sea correcta.
- ✓ Probar que todos los accesorios instalados funcionen correctamente.

4.6.5 INVERSOR

Para verificar el funcionamiento del inversor, hay que medir el voltaje y la frecuencia a la salida del inversor, si estos parámetros están dentro del rango de operación, el inversor funciona correctamente.

4.7 INFORME TÉCNICO DE INSTALACIÓN

En el informe técnico de instalación será elaborado por; el Ingeniero Eléctrico contratista o representante de la empresa contratada para realizar la

implementación del sistema, luego esta información será contrastada por el Ingeniero Fiscalizador representante de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, en el informese incluirán las mediciones y datos registrados durante la prueba de funcionamiento del SFD, con el objetivo de validar la instalación realizada.

4.7.1 ESTRUCTURA DE LA BASE PERSONAL

En la siguiente tabla se presenta un formato de la estructura de la base personal, la misma que deberá ser llenada luego de la instalación del sistema, este modelo es utilizado por la CENTROSUR.

 CENTROSUR		EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. UNIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES REGISTRO DE NUEVOS ABONADOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS							
Fecha:		Responsable:		Síndico:					
Provincia:		Cantón:		Técnico Comunitario:					
Parroquia:		Comunidad:							

Código de Cliente	Apellidos	Nombres	C.I.	#Habitantes/familia	Servicios básicos		Demanda actual		Coordenadas UTM zona 17	
					Agua	Alcantarillado	Artefacto	Potencia	X	Y

Tabla 4. 12. Estructura de la base personal de los beneficiarios del SFV.

4.7.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

Durante la elaboración del informe técnico de instalación se tiene que especificar: el número de paneles solares instalados, baterías, reguladores, inversores; indicando las principales características como las que se indican en la tabla 4.13. (CENTROSUR, 2010, pág. 47).

DAROS DEL EQUIPO FOTOVOLTAICO						
Código Cliente	Apellidos y Nombres	Características	Panel Solar	Batería	Inversor	Regulador
		Número de serie				
		Fabricante				
		Marca/Modelo				
		Año de fabricación				
		Fecha de instalación				
		Número de serie				
		Fabricante				
		Marca/Modelo				
		Año de fabricación				
		Fecha de instalación				

Tabla 4. 13. Características técnicas de los equipos instalados.

4.7.3 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Además de los datos personales de los beneficiarios y de las características de los equipos instalados, se recomienda realizar una revisión completa del sistema en la que se incluya los ítems citados en la tabla 4.14.

Ítem	Calificación (Si/No)
Accesorios completos	
Fusibles en buen estado	
Fijación firme de terminales de cables	
Unión firme de terminales de componentes	
Módulo orientado al norte	
Ángulo de inclinación de los paneles de 10 a 15°	
Batería colocada en un lugar adecuado	
Módulo fijado correctamente al soporte	
Gabinete bien fijo a la pared	
Cableado interno estético	

Tabla 4. 14. Características de la instalación fotovoltaica.

4.7.4 MEDICIONES Y VERIFICACIONES

En todos los sistemas instalados se recomienda realizar las siguientes mediciones y verificaciones, las mismas que serán contrastadas por el Ing. fiscalizador representante la CENTROSUR.

VERIFICACIONES		
Ítem	Calificación	
El beneficiario ha recibido orientación básica referente a la operación del SFD	Si	No
Las luminarias funcionan		
Las cargas funcionan correctamente		

Tabla 4. 15. Verificaciones a realizar en un SFD.

MEDICIONES			
Ítem	Valor	Instrumento utilizado	Hora
Voltaje entregado por el módulo en circuito abierto			
Voltaje del regulador de carga a la salida de la carga			
Voltaje entregado por la batería			
Voltaje a la salida del inversor			
Frecuencia a la salida del inversor			
Fecha de evaluación	fecha	(hora de inicio y fin)	

Tabla 4. 16. Mediciones a realizar en un SFD.

Conformidad de instalación y verificación de funcionamiento.

.....
 Lugar Fecha

.....
 Ing. Representante Sr(a). Beneficiario(a) Ing. Fiscalizador
 Constructor CENTROSUR

4.8. PROPUESTA PARA REALIZAR EL DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LOS SFD MEDIANTE LA INSPECCIÓN VISUAL DEL SISTEMA

Todos los equipos, accesorios e instalaciones que forma parte de un SFD tienen que cumplir con la “Normativa para los diferentes elementos que conforman un Sistema Fotovoltaico Domiciliario” (Anexo 2.), en esta normativa se establecen las características técnicas y generales que tienen que cumplir los equipos y accesorios a instalar, por lo que en esta parte se realizará únicamente una propuesta para la elaboración del diagnóstico del sistema en general basado en la inspección visual del sistema, seguidamente se presentan los parámetros a considerar durante la inspección de cada elemento que forma parte del SFD.

4.8.1 INSPECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se realiza la inspección de los módulos fotovoltaicos, para determinar su correcta instalación, que permitirá obtener el máximo rendimiento.

- ✓ La orientación de los módulos será la más cercana posible hacia la línea ecuatorial, salvo en casos especiales en los que se tenga que evadir sombras parciales durante el día.
- ✓ Los módulos deben tener una inclinación de **10 a 15°** para permitir que el agua lluvia limpie la superficie de los paneles.
- ✓ Realizar el análisis de las sombras, no solo las existentes durante la inspección sino, determinar también las posibles sombras durante el día y año, es muy importante realizar el análisis de sombras periódicamente debido al crecimiento de la vegetación, construcción de nuevas viviendas y por las diferentes trayectorias del sol a lo largo de todo el año.
- ✓ Mediante la inspección visual de los módulos, verificar el estado actual y detectar las posibles señales de deterioro.

- ✓ La acumulación de suciedad en la superficie de los paneles hace que disminuya la capacidad de generación. Por esta razón es de vital importancia realizar la limpieza periódica.
- ✓ Los módulos deben estar bien fijados a la estructura de soporte, para evitar que se muevan o caigan. Se recomienda realizar la revisión periódica y si es necesario apretar los tornillos para disminuir la probabilidad de posibles accidentes.
- ✓ Evaluar el estado de la estructura de soporte, para determinar si soportará el período mínimo de tiempo establecido en la normativa, que en este caso es de 10 años.
- ✓ Verificar el estado de las cajas de conexión, estas tienen que estar perfectamente selladas para evitar el ingreso de agua o insectos.

4.8.2 INSPECCIÓN DE LAS BATERÍAS

La batería es el elemento más sensible y menos duraderos de un sistema fotovoltaico, el estado real de una batería se determina en un laboratorio especializado, por lo que es prácticamente imposible realizar en el lugar donde han sido instalados estos SFD (selva ecuatoriana), el estado de la batería se determinará únicamente mediante la inspección.

El estado de la batería en el lugar de instalación se determina mediante la inspección visual antes de tomar cualesquier medida. Si se observa algún signo de deterioro; humedad u óxido al poco tiempo de vida de la batería, significa que puede tener posibles defectos ya sea; de fábrica, almacenamiento, transporte o instalación.

- ✓ Las baterías deben estar colocadas siempre en lugares ventilados, evitar la colocación en lugares que pueda causar accidentes, se recomienda que por seguridad los beneficiarios no manipulen estos equipos.
- ✓ Junto a la batería se recomienda colocar un letrero con las respectivas advertencias de seguridad.
- ✓ Los bornes tienen que estar bien sujetos y apretados para evitar la formación de chispas y por consiguiente la caída de voltaje.

- ✓ Los bornes tienen que estar con su respectiva cubierta aislante, para evitar cortocircuitos accidentales.
- ✓ Si el sistema consta de dos o más baterías conectadas en paralelo, verificar que todas las baterías tengan las mismas características de fábrica y estado de envejecimiento.

4.8.3 INSPECCIÓN DEL REGULADOR

- ✓ El regulador tiene que estar colocado en el interior de la casa, en un lugar visible y de fácil acceso, lo más cercano posible a la batería.
- ✓ El estado del regulador se puede determinar mediante la inspección visual, detectar cualesquier tipo de desgaste, degradación del material de la carcasa, sobrecalentamientos, u otro tipo de daño físico que pueda alterar el normal funcionamiento del equipo.
- ✓ Chequear las señales de aviso y operación, luego compararlas con las condiciones reales de operación del sistema.
- ✓ Verificar que todos los elementos de protección como son: fusibles, breakers, etc., estén colocados adecuadamente, puesto que luego de una falla los fusibles suelen ser cortocircuitados o reemplazados por un elemento conductor que no cumple las funciones de protección.

4.8.4 INSPECCIÓN DEL INVERSOR

- ✓ El inversor tiene que estar colocado en el interior de la vivienda en un espacio visible y de fácil acceso, puesto que las condiciones ambientales del lugar pueden tener efectos negativos en el funcionamiento de este equipo.
- ✓ Verificar el estado de funcionamiento de las cargas, medir el voltaje y la frecuencia de salida del inversor.

4.8.5 INSPECCIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS, LUMINARIAS

Mediante la inspección se puede determinar los aspectos fundamentales a considerar en el funcionamiento del sistema: la potencia de las luminarias, nuevos circuitos de carga y líneas de carga en CC conectadas directamente desde la batería.

- ✓ Se procede a la verificación el funcionamiento de todas las cargas, esto se lo puede realizar mediante la prueba de encendido/apagado.
- ✓ Considerando que el sistema se diseñó para entregar una cantidad limitada de energía, hay que comprobar que las luminarias no hayan sido reemplazadas por otras de mayor potencia, además verificar que los beneficiarios no hayan incrementado los circuitos de carga.
- ✓ Revisar que todas las lámparas cumplan con las especificaciones técnicas de la normativa vigente aplicada a SFD.
- ✓ Se recomienda realizar una limpieza periódica de las luminarias y boquillas.

4.8.6 INSPECCIÓN DEL CABLEADO Y ACCESORIOS

- ✓ En los circuitos de CC, verificar que el cableado tenga identificado claramente la polaridad, por el color de los conductores.
- ✓ Los interruptores y tomacorrientes tienen que cumplir las especificaciones técnicas para su uso en CC.
- ✓ Verificar que todos los conductores estén bien sujetos a las paredes o vigas de la vivienda, esto para evitar los esfuerzos mecánicos de las instalaciones y de los accesorios, además para lograr que las instalaciones tengan una excelente estética, el cable de acometida será ingresado al gabinete dejando un doblez o seno para evitar que el agua lluvia descienda por el cable hasta el gabinete y cause problemas al sistema.

4.8.7 INSPECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

- ✓ Comprobar que los elementos de protección, fusibles y breakers, estén instalados correctamente y cumpliendo la función de protección, de todos los elementos e instalaciones que forman el SFD.
- ✓ Verificar que las protecciones no sobrepasen los valores establecidos en el diseño.

4.8.8 INSPECCIÓN DEL MASTIL Y LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

- ✓ Verificar que el mástil y la estructura de soporte, luego de haber estado expuesto a las condiciones ambientales no han sufrido corrosión u otro tipo de fatiga apreciable.
- ✓ El mástil y la estructura de soporte tienen que facilitar la limpieza y el mantenimiento general de los paneles.

4.9. DIAGNOSTICO DE CAMPO DE LOS SFD IMPLEMENTADOS

Para realizar el diagnóstico de los SFD implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, se realizaron tres visitas a las comunidades beneficiarias.

La primera visita se realizó desde el lunes 27 de junio al viernes 1 de julio del 2011, a las comunidades ubicadas a orillas del Río Mangosiza. La segunda visita se realizó a las comunidades ubicadas a orillas del Río Kusuime a partir del lunes 11 al viernes 15 de julio 2011, con la colaboración de los Ingenieros Ángel Sánchez y Jaime Matute de la Unidad de Energías Renovables de la CENTROSUR, durante las visitas se realizó la inspección visual de los sistemas implementados, socialización con los beneficiarios, participación en la reparación de sistemas con averías, etc.

Adicionalmente se realizó una tercera visita de campo, desde el 8 al 12 de agosto del 2011, con la participación de los Ingenieros: Luis Urdiales director de la DIMS, Patricio Quituisaca Jefe de estudios técnicos, Ángel Sánchez y Jaime Matute UER,

esta visita se realizó con el objetivo de realizar el diagnóstico del funcionamiento de los SFD, desde su instalación hasta la fecha, además se realizó una encuesta referente al “Grado de Satisfacción de los Beneficiarios del SFD”, el análisis de estas encuestas se realiza en el Capítulo 6.

4.9.1 DE LA INSPECCIÓN DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

- ✓ Los módulos están orientados de forma correcta, hacia la línea ecuatorial con la parte más baja de los módulos orientada al norte.
- ✓ Los módulos se colocaron con una inclinación de 10°, para permitir que el agua lluvia limpie la superficie de los paneles.
- ✓ Los módulos no han presentado ninguna señal de deterioro ni problemas en su funcionamiento, excepto los que sufrieron el impacto de una descarga atmosférica, que sufrieron daños graves por lo que tuvieron que ser retirados.
- ✓ Se pudo constatar que los módulos están bien fijos a la estructura de soporte, no existen problemas de desplazamiento o caída de los módulos.
- ✓ La estructura de soporte está en perfecto estado, no presenta ninguna señal de agotamiento.
- ✓ No se ha realizado la limpieza periódica de los módulos.
- ✓ Hasta la fecha de evaluación, no se realizó un nuevo análisis de sombras.

4.9.2 DE LA INSPECCIÓN DE LAS BATERÍAS

- ✓ En la comunidad de San Juan, se comprobó que entre dos beneficiarios realizaron el intercambio de baterías esto provocó que el regulador de carga se desprograme, originando la sobrecarga de la batería, la misma que fue desconectada cuando comenzó a emitir ruido interno por la carga excesiva, de esta forma se evitó que la batería explote por el exceso de carga.
- ✓ No se determinó ningún tipo de deterioro de las baterías, los terminales se encontraron bien apretados, con su respectiva cubierta aislante, limpios, libres de humedad y óxido.

- ✓ En general todas las baterías están colocadas en lugares ventilados, no han causado ningún accidente. Sin embargo no se ha colocado un letrero con las respectivas advertencias de seguridad.
- ✓ En la comunidad de San José de Kusuimi, se produjo un problema con la ubicación de las baterías las mismas que tuvieron que ser levantadas para evitar que se mojaran puesto que el río Kusuimi desbordó y el nivel del agua sobrepasó el nivel de colocación de las baterías.

4.9.3 DE LA INSPECCIÓN DEL REGULADOR

- ✓ El regulador está emplazado en el interior de un gabinete, colocado al interior de la casa y está cerca de la batería.
- ✓ En el regulador no se ha detectado ningún problema físico, que haya provocado la degradación o desgaste del material de la carcasa.
- ✓ Se pudo verificar que los datos registrados por el regulador de carga corresponden a los valores generados durante la operación del sistema, por ejemplo se comprobó que el valor de voltaje de batería marcado en el regulador de carga es aproximadamente igual al medido con un voltímetro.
- ✓ Varios fusibles luego que se fundieron por una falla en el sistema, fueron simplemente cortocircuitados para reponer el servicio y no se han colocado los fusibles respectivos, poniendo en riesgo al sistema y en especial a sus componentes más sensibles.

4.9.4 DE LA INSPECCIÓN DEL INVERSOR

- ✓ Las cargas en CA, de potencia igual o inferior a 300 W, funcionan perfectamente, el voltaje entregado por el regulador está dentro del rango especificado en los datos técnicos del equipo.
- ✓ Existen varios inversores dañados, a causa del agua lluvia que ingresó al gabinete por el cable de acometida, este problema ocurre en algunas de las comunidades ubicadas a orillas de río Mangosiza.

- ✓ Existen algunos inversores instalados que constan de un reset, por cualesquier falla del sistema se activa el reset, dejando fuera de operación al inversor y por ende al circuito de CA.

4.9.5 DE LA INSPECCIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS, LUMINARIAS

- ✓ En general en todas las viviendas funciona correctamente el circuito de iluminación, si no funciona se debe a que existen fusibles y focos quemados que no han sido reemplazados, interruptores y boquillas, dañados por golpes recibidos o por la mala calidad de estos accesorio.
- ✓ De forma similar ocurre en el circuito de CA, los problemas que se han presentados corresponden básicamente al mal funcionamiento del inversor, ocasionado por el ingreso de agua al gabinete.
- ✓ En la comunidad de San Juan se constató que se pretende realizar la instalación de nuevas luminarias, sin considerar que el sistema tiene una capacidad limitada y está diseñado únicamente para tres luminarias.
- ✓ En la vivienda del técnico comunitario de la comunidad de Kuama, se encontró que el circuito de iluminación estaba conectado directamente desde la batería, asegurando que los fusibles se han quemado, pero lo que ocurrió en la realidad, el regulador bloqueó a la carga para evitar la descarga profunda de la batería, porque se verificó que los fusibles no estaban quemados.

4.9.6 DE LA INSPECCIÓN DEL CABLEADO Y ACCESORIOS

- ✓ Las instalaciones interiores de muchas viviendas tienen una deficiencia estética, los conductores no están asegurados a las paredes o vigas, y en algunas viviendas existe una mala distribución de los puntos de iluminación, no se instaló el número de puntos de iluminación considerados en el diseño.
- ✓ En los sistemas que presentan problemas en el regulador se debe a que el cable de acometida se ingresó al gabinete sin dejar el dobléz o seno suficiente para

que el agua lluvia que descienda por este caiga por gravedad antes de ingresar al gabinete.

- ✓ No se utilizó cajetines para realizar las derivaciones de los conductores hacia los diferentes puntos de carga.
- ✓ Se detectaron varios problemas en los accesorios como: boquillas e interruptores, esto ha ocasionado que el circuito de iluminación se vea afectado.

4.9.7 DE LA INSPECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

- ✓ Existe una gran cantidad de fusibles, que se han quemado por las diferentes fallas a las que está expuesto un SFD, (sobrecarga, cortocircuito, etc.), ocasionando molestias a los beneficiarios.
- ✓ La falta de fusibles de repuesto y el desconocimiento de la función de las protecciones dentro de un sistema eléctrico, ha sido una razón suficiente para que los beneficiarios soliciten a los técnicos comunitarios la instalación directa de los circuitos de carga al regulador o al inversor, poniendo en riesgo al regulador, inversor y demás equipos que forman parte del SFD.
- ✓ En la comunidad de Nuwents, los beneficiarios solicitan a los ingenieros de la UER - CENTROSUR, que se realice la instalación directa de los circuitos de carga, al regulador y al inversor, afirmando que la capacidad de los fusibles colocados no los permite utilizar la cantidad de energía que ellos requieren, ante esta solicitud planteada por los beneficiarios, los ingenieros de la UER, dan una explicación de la función que cumplen y de la importancia de las protecciones dentro del sistema eléctrico, además de la capacidad limitada que tiene el SFD implementado, que no permite realizar las conexiones solicitadas.

4.9.8 DE LA INSPECCIÓN DEL MASTIL Y LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

- ✓ Tanto el mástil como la estructura de soporte no presentan ningún tipo de fatiga apreciable, las condiciones climáticas no han afectado a la estructura, por tanto se encuentra en óptimas condiciones.

4.9.9 DE LA INSPECCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

Además de los parámetros citados en los puntos anteriores, se pueden destacar los siguientes acontecimientos que se pudo constatar durante las visitas de campo realizadas.

- ✓ Existen casas que tienen instalado el SFD pero están deshabitadas, esto significa que no se realizó un replanteo, para determinar las viviendas que realmente están habitadas y proceder a la instalación del sistema, evitando un gasto adicional para la empresa, por otra parte este sistema puede servir para otra vivienda que necesita ser electrificada.
- ✓ Algunos sistemas SFD fueron instalados sin que se haya realizado el pago de las garantías (derecho de instalación), especialmente en las Escuelas y Casas Comunes.
- ✓ Hay un retraso en cuanto a la cancelación de la cuota mensual por consumo eléctrico. Algunos beneficiarios manifiestan que, si todos los sistemas no funcionan correctamente, no procederán a cancelar las aportaciones mensuales por consumo de electricidad.
- ✓ Los técnicos comunitarios no han realizado ninguna visita de rutina, para verificar el estado de las instalaciones.
- ✓ El comité de electrificación no ha organizado mingas para realizar el mantenimiento básico del sistema, limpieza de los paneles, detección de sombras, etc.
- ✓ Varios abonados están satisfechos porque su sistema funciona perfectamente y no ha presentado ningún problema desde su instalación, ellos manifiestan que cumplen con las recomendaciones dadas por la CENTROSUR, asistieron a los cursos de capacitación dictados, han realizado la limpieza de los paneles periódicamente, y están muy atentos al estado de carga de la batería que indica el regulador, para evitar descargarla demasiado y tener energía suficiente durante los días más críticos que se puedan presentar.
- ✓ Los beneficiarios manifiestan que la implementación del sistema, representa un ahorro significativo de dinero, antes gastaban más dinero para poder generar electricidad mediante generadores diesel, iluminar con velas, linterna a pilas, etc.

4.10 OBTENCIÓN DE DATOS REGISTRADOS EN LOS SFD

Para obtener la información referente al funcionamiento del SFD implementado, se realizó la lectura de los datos registrados por el regulador de carga, desde su instalación hasta la fecha, julio del 2011, los que corresponden a: porcentaje de carga de la batería (%), voltaje de la batería (Vcc), corriente generada por el panel en el instante de lectura (A), corriente de recarga de la batería (A), corriente de consumo debido a la carga en funcionamiento (A), la generación total hasta la fecha (KAh), consumo total en CC (KAh), consumo total en CA(KAh). Los datos registrados y su análisis se pueden visualizar en el Anexo 3.

En la figura 4.5, se presenta el comportamiento diario promedio de la carga en CC (iluminación) durante el día, de un usuario con sistema fotovoltaico. Según el diseño, la energía de consumo total en CC será de 225 Wh (tabla 3.3), entonces los beneficiarios mantienen el consumo dentro de los límites establecidos ya que tienen un consumo promedio de 212,36 Wh. En este caso la potencia será igual a la energía ya que se ha determinado la potencia promedio por hora.

Los datos para la gráfica se pueden observar en la Tabla A 3.2.

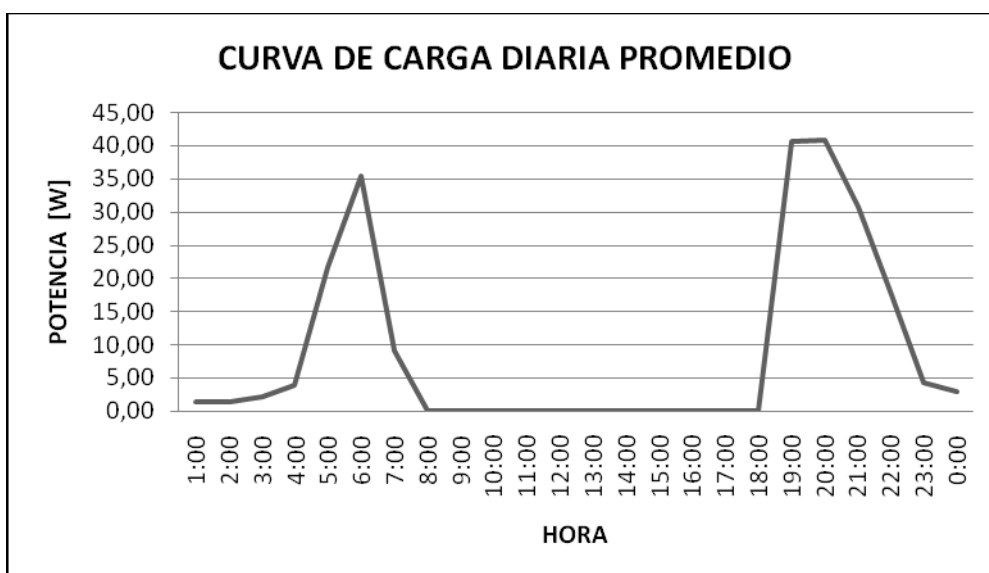


Figura 4. 5. Curva de carga diaria promedio.

4.11 COMPARACIÓN ENTRE EL DISEÑO PROPUESTO E IMPLEMENTADO

Los sistemas fotovoltaicos implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, difiere del diseño del SFD propuesto luego de realizar los estudios de campo respectivos. Estas diferencias corresponden básicamente a la instalación del número de puntos de iluminación en cada vivienda, a la calidad de los accesorios y a la falta de cumplimiento de las recomendaciones para la realización de las instalaciones eléctricas y emplazamiento de equipos.

Ítem	Diseño Propuesto	Sistema implementado	Consecuencias
Generador fotovoltaico.	150 Wp.	Dos paneles solares de 75 Wp.	
Regulador de carga.	Un regulador de 20 A.	Un regulador de carga de 20 A.	
Inversor.	Un inversor de 300 W.	Un inversor CC/CA de 300 W.	
Batería.	150 Ah.	Una batería de 150 Ah.	
Mástil y estructura de soporte.	Tubo galvanizado con estructura soportante de los paneles fotovoltaicos.	Tubo galvanizado con estructura soportante de los paneles fotovoltaicos.	
Cable acometida.	Cable sucre 2x12 AWG.	Cable sucre 2x12 AWG.	
Cables interiores.	Cable sucre 2x14 AWG.	Cable sucre 2x14 AWG.	
Cable tierra.	Cu. Desnudo #8 AWG.	Cu. Aislado #8 AWG (aislamiento rojo).	No se ha respetado el código de colores.
Tomacorriente CC.	1 tomacorriente CC.	1 cigarrera encendedor CC.	
Tomacorriente CA.	1 tomacorriente doble.	1 tomacorriente doble.	Probabilidad de daño, desconocimiento de la calidad del accesorio.
Puntos de iluminación.	Tres puntos de iluminación.	No se instaló los tres puntos de iluminación por vivienda, en varios casos se instalaron únicamente 1 o 2 puntos.	Con 1 o 2 puntos de iluminación, la vivienda no se ilumina adecuadamente, o no satisface las expectativas de los beneficiarios.
Boquillas.	Tres boquillas tipo colgante y para colocación a la interperie.	Boquillas tipo colgantes, igual al número de puntos de iluminación, se desconoce la calidad del accesorio.	En varias viviendas se ha tenido problemas en la iluminación, debido a problemas presentados en las boquillas.
Balastros.	Tres balastros de 12 W, CC.	De 12 W, igual al número de puntos de iluminación.	Los balastros son para boquillas E17, por lo que se necesita un acople para la instalación en boquillas E27.
Pantalla para focos.	Tres focos ahorradores de 12 W, CC.	En la mayoría de casos se instaló 1 foco de 12 W por cada cuarto de la vivienda.	En los domicilios que se instaló 1 o 2 focos, la iluminación interna no satisface las expectativas de los beneficiarios.
Interruptores.	Tres interruptores sobrepuestos.	Solo existen pocas viviendas en las cuales se instaló un punto de iluminación con su respectivo interruptor.	En varias viviendas se instalaron 2 o 3 focos con un interruptor, en varios casos manteniendo en funcionamiento una o dos luminarias adicionales, esto representa un consumo adicional de energía.

Tabla 4. 17. Comparación entre el Diseño Propuesto e Implementado.

4.12 VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA

Los equipos, materiales, accesorios e instalaciones de todo proyecto de electrificación fotovoltaico tienen que cumplir la “**Normativa para los diferentes elementos que conforman un sistema fotovoltaico doméstico (SFD)**”, elaborado por la CENTROSUR para el diseño e implementación de estos proyectos.

Como se podrá apreciar en la siguiente tabla, las deficiencias en el cumplimiento de la normativa se deben específicamente, a la falta de cumplimiento de las normas; para realizar el montaje de equipos, instalaciones eléctricas, protecciones eléctricas, etc. Los equipos y accesorios cumplen todos los requisitos de la normativa, estos fueron adquiridos luego de realizar una selección exhaustiva por un grupo de personal especializado de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. A continuación se cita los puntos de la normativa, que en el proyecto “Yantsa iiEtsari” no se cumplen, se describe la solicitud de la normativa, lo que se instaló y se hace una observación de lo que causó o lo que podría ocasionar la falta de cumplimiento de la especificación dictada por la normativa.

SOLICITUD DE LA NORMATIVA	SISTEMA INSTALADO	OBSERVACIÓN
REQUISITOS DEL SISTEMA		
RFSP1-01: Tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito por medio de fusibles, diodos, etc. Las protecciones deben afectar tanto a la línea del generador fotovoltaico como a la línea de las cargas.	La batería no está protegida contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito.	El regulador de carga dentro de sus funciones de protección incluye la protección contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito, pero no ocurre igual para la batería.
RFSP1-05: Fusible para batería, cercano al borne positivo de la batería se instalará un fusible cuya corriente de corte será entre 2 y 3 veces mayor que la correspondiente al mayor de los fusibles o breakers incluidos en los tableros de protección.	No se instaló un fusible cercano al borne positivo de batería, por lo que está expuesta a sufrir daños por un corto circuito entre sus terminales.	La batería de un SFD tiene problemas de carga, aparentemente sufrió una descarga profunda, debido a un cortocircuito entre sus terminales.
RFSP2-01: El valor de diseño del consumo energético diario debe estar comprendido en el rango de 200 a 400 Wh/día.	El valor de diseño del consumo de energía diario es mayor a 400 Wh/día.	En la carga de diseño se consideró las futuras adquisiciones de equipos de consumo.
REQUISITOS DE LA ESTRUCTURA SOPORTE (E)		
RFEP2-04: Es preferible montar los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o adosados a paredes, que hacerlo sobre los tejados.	Los módulos, están colocados adosados a las paredes o sobre los techos, sobre una estructura de soporte y un mástil o poste.	En muchos casos la unión techo/poste se dejó mal hermetizada, ocasionando que el agua lluvia descienda por el cable de acometida causando varios problemas.
REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS (L)		
RFLP1-01: Las luminarias compactas o semicompactas deben montarse en boquilla E-27.	Las luminarias son del tipo fluorescente compacto y para boquillas E17.	Las luminarias se montaron en boquillas E27 utilizando un acople.

REQUISITOS PARA LOS CONDUCTORES (C)		
RFCP1-04: Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánicamente fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5 % del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.	Varios terminales de cables no fueron colocados con la compresión mecánica suficiente.	Se retiraron los terminales porque no estaban bien apretados. Los cables quedaron sin protección y expuestos a sufrir daños por la compresión de los tornillos.
REQUISITOS PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN (M)		
RFMP1-03: La batería se colocará en un lugar adecuado fuera del alcance de los niños, lejos de fogones o cocinas. Si es batería convencional, ésta debe ir además en un sitio ventilado.	En varias viviendas, la batería se colocó en lugares de fácil acceso y sin la suficiente protección.	Al no estar protegida la batería está expuesta a sufrir un cortocircuito accidental entre sus terminales.
RFMP1-06: Cada sistema domiciliario incluirá los enchufes para corriente continua. Cada enchufe estará asociado a su correspondiente tomacorriente, ambos adaptados específicamente para que impidan físicamente la inversión de polaridad.	Los sistemas disponen únicamente de un tomacorriente en CC (tipo encendedor CC).	En este tipo de tomacorriente de cc, no es posible la inversión de polaridad.
RFMP1-08: En los sistemas fotovoltaicos que tengan inversor, es necesario instalar una toma a tierra, a la que se conectarán directamente uno de los cables de la salida AC, el polo negativo de la batería y, caso de ser metálica, la caja del inversor.	La única conexión a tierra es la del inversor de CC/CA.	Al no realizar la conexión a tierra de todos los equipos, no se está garantizando la seguridad de los equipos e instalaciones.

CABLES Y EMPALMES		
RFMP2-01: El cable para las instalaciones es de tipo concéntrico e irá adosado a las paredes por abrazaderas plásticas, que podrán ser clavadas o atornilladas dependiendo de las condiciones de las viviendas rurales. También se pueden utilizar correas de amarre para la sujeción de los mismos. Se deberá cuidar las condiciones de estética en la distribución y curvatura de los cables.	En varias viviendas, no se han utilizado las abrazaderas y amarras suficientes para fijar al conductor a las paredes, no se han cuidado la estética en la distribución y curvatura de los cables.	Mal aspecto visual de las instalaciones interiores, los conductores están sueltos, diagonales, no están bien tensados, etc.
REQUISITOS AMBIENTALES (A)		
RFAP1-01: Garantizar el transporte y almacenamiento seguro de los equipos, particularmente baterías y luminarias, previo a su instalación.	No se garantizó el transporte seguro de los equipos previo a su instalación.	Los equipos se mojaron durante el transporte.
RFAP1-04: No romper las lámparas, una vez que hayan terminado su vida útil.	Varios usuarios rompieron las lámparas; accidentalmente, por descuido o porque dejaron de funcionar.	La ruptura de las luminarias contamina el ambiente por su contenido de mercurio.

Tabla 4. 18. Puntos en los cuales no se cumplido la normativa.

4.13 PROPUESTA DE NORMATIVA TÉCNICA ACTUALIZADA

Luego de realizar la revisión de la **“Normativa para los diferentes elementos que conforman un sistema fotovoltaico doméstico (SFD)”** vigente y su aplicación a los SFD implementados en la primera etapa del proyecto “YANTSA II ETSARI”, se sugiere la realización de cambios e incrementar los requisitos obligatorios a cumplir que en la normativa actual no se está considerando, los cambios que se realizarán incrementarán la confiabilidad del sistema, provocando un impacto positivo (satisfacción) en los beneficiarios y sobre todo se conseguirá un mayor prestigio para la UER de la CENTROSUR.

Seguidamente se citan los requisitos de la normativa actual, que se sugieren cambiar, se presenta el cambio sugerido y la justificación para realizar el cambio.

Adicionalmente se despliegan varios requerimientos, que no han sido considerados dentro de la normativa actual, por lo que se recomienda su aplicación a la normativa vigente, de la misma forma se exhiben los requerimientos y la justificación para su aplicación.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS DEL SISTEMA (S) - OBLIGATORIOS (P1)		
RFSP1-03: Caja de elementos: entre el regulador y la distribución de corriente existirá una “caja para elementos” o tablero. Ésta debe ser de material plástico resistente, dotada de una compuerta transparente que permita visualizar los indicadores y leds de los diferentes aparatos que se encuentren en ella instalada.	La caja para elementos o gabinete será: metálica resistente a la corrosión o de policarbonato que tenga un índice de protección mínimo de IP32 si se coloca al interior de la vivienda, o IP65 si será colocada a la interperie. Losuficientemente amplia, para facilitar las tareas de mantenimiento de los equipos instalados en su interior y facilitar el enfriamiento de los mismos. La tapa será diseñada de tal forma que permita la visualización de todos los indicadores de los equipos instalados en su interior.	Los equipos emplazados en el interior del gabinete no tienen la separación suficiente, por ejemplo, para garantizar la circulación de aire para el enfriamiento del regulador, el manual del equipo recomienda dejar 15 cm libres a cada lado del equipo.
REQUISITOS DEL SISTEMA (S) - RECOMENDADOS (P2)		
RFSP2-01: El valor de diseño del consumo energético diario debe estar comprendido en el rango de 200 a 400 Wh/día.	El SFD diseñado tiene que satisfacer las necesidades básicas de energía actuales y las proyectadas a mediano plazo.	Pueden existir comunidades cuya demanda sea mayor. Este requisito se recomienda que sea obligatorio.
RFSP2-02: El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes de radiación, (junio en nuestro caso) pueda, como mínimo, igualar a la demandada de la carga.	El generador fotovoltaico debe garantizar que la energía producida durante el peor mes de radiación, pueda, como mínimo, igualar a la máxima demandada de la carga.	Se recomienda que sea requisito de cumplimiento obligatorio.
RFSP2-03: La capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir al menos 3 días de autonomía.		Se recomienda que sea de cumplimiento obligatorio.

Tabla 4. 19. Normativa actualizada - Requisitos del Sistema.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (G) - OBLIGATORIOS (P1)		
Ninguna	RFGP1-05: El marco del panel debe ser de aluminio anodizado o acero inoxidable con agujeros para la fijación del módulo a la estructura de soporte y conector de tornillo para conexión de puesta a tierra.	Se recomienda que estos parámetros sean incluidos en los requisitos de cumplimiento obligatorio, puesto que es muy importante conocer las especificaciones técnicas, para realizar la adquisición de los módulos fotovoltaicos.
	RFGP1-06: Los módulos deben disponer de Diodos de protección contra corrientes inversas (diodos de by-pass).	
	RFGP1-07: El módulo tiene que estar debidamente etiquetado, indicando al menos: potencia, voltaje, corriente, número de serie, marca, fabricante y logotipo de la empresa contratante.	
	RFGP1-08: El sistema de conexión del módulo consta de, cables conectores de salida mínimo del calibre #10 AWG, o con caja de derivación que cumpla con grado de estanqueidad IP65.	
	RFGP1-09: Soportar una temperatura ambiente de trabajo entre -10°C a 45°C y una humedad relativa de trabajo mayor a 85%.	
	RFGP1-10: La garantía del producto será de 5 años desde la fecha de entrega, contra cualquier defecto en materiales o fabricación que impidan su normal funcionamiento en condiciones correctas de utilización, instalación y mantenimiento.	
	RFGP1-11: Presentar los certificados de: garantía de vida útil, cumplimiento de las Normas IEC 61215; además IEC 61730 o UL 1703; o equivalentes. Especificaciones técnicas, curva de voltaje vs corriente, curva de factor de reducción de capacidad por envejecimiento y las dimensiones.	

Tabla 4. 20. Normativa actualizada - Generador Fotovoltaico.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS DEL MASTIL Y LA ESTRUCTURA SOPORTE (E) - OBLIGATORIOS (P1)		
Ninguna	RFEP1-03: Tener la suficiente resistencia mecánica, para resistir hasta 10 veces el peso de los módulos y vientos de hasta 100 Km/h, y ser lo suficiente rígida para evitar las oscilaciones ante la carga por acción del viento.	Es muy importante conocer la resistencia mecánica de la estructura y el mástil.
	RFEP1-04: La estructura de soporte será diseñada de tal forma que: permita un acople perfecto con el generador fotovoltaico, tendrá una inclinación entre 10 y 15° respecto a la horizontal. Deben ser completamente desmontable, disponer de los elementos y el mecanismo para fijación y acople rígido al tope de un mástil de hierro galvanizado.	Para asegurar que los módulos tendrán un acople perfecto con la estructura y esta con el mástil.
	RFEP1-05: Presentar los certificados de garantía y las especificaciones técnicas del producto.	Para garantizar que resistirá mínimo 10 años, sin fatigas apreciables.

Tabla 4. 21. Normativa actualizada - Mástil y estructura de Soporte

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS PARA LA BATERÍA (B) - OBLIGATORIOS (P1)		
Ninguna	RFBP1-08: Presentar los certificados de: cumplimiento de la Norma IEC 60896-21 o equivalente, garantía de vida útil y especificaciones técnicas. Certificado por un laboratorio independiente con acreditación internacional.	Certificar la calidad del equipo adquirido.
	RFBP1-09: Capaz de soportar como mínimo 600 ciclos con una profundidad de descarga del 50%, con una capacidad remanente de la batería del 70%.	Permite conocer el número de ciclos de vida de la batería.
	RFBP1-10: Tener bornes de tipo L o similar y con sus respectivos tornillos, cubierta aislante, arandelas y tuercas ya incorporados al borne, de material inoxidable.	Garantizar la conexión perfecta evitar las pérdidas y accidentes.
	RFBP1-11: Ser nuevas, con fecha de fabricación no mayor a 75 días, respecto a la fecha de entrega del suministro.	Instalar equipos completamente nuevos.
	RFBP1-12: Debidamente etiquetada, indicando por lo menos: capacidad, voltaje, número de serie, polaridad de los bornes, fecha de	Tener una referencia de sus especificaciones técnicas más

	fabricación, fabricante, marca y logotipo de la empresa contratante.	importantes.
	RFBP1-13: Soportar una temperatura ambiente de trabajo: Entre -10°C a 45°C.	El equipo funcionará en las peores condiciones ambientales.
	RFBP1-14: Garantía mínimo de 2 años, y vida útil mínima de 5 años.	Conocer la durabilidad de la batería.
	RFBP1-15: El material de construcción de la caja debe reunir las siguientes características: alta resistencia eléctrica, resistente al impacto, alta resistencia a los choques térmicos para resistir esfuerzos mecánicos, vibraciones y golpes que pueda sufrir durante el transporte y operación, fabricada con materiales retardantes de llama (fuego).	Para garantizar que la batería pueda resistir cualesquier percance durante su vida útil.
	RFBP1-16: Deberá estar libre de daños físicos al momento de la instalación lo cual implica que; la caja o contenedor no presente: fisuras, abolladuras, golpes, y sus terminales no deben presentar deformaciones ni desajustes.	Todos los equipos instalados tienen que ser nuevos y libres de daños físicos.

Tabla 4. 22. Normativa actualizada -Batería.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS DEL REGULADOR DE CARGA (R) - OBLIGATORIOS (P1)		
RFRP1-01: Debe tener protección contra descargas profundas.	Protección electrónica contra: Sobrecarga, descarga excesiva de batería, polaridad inversa de módulo solar, carga y la batería, cortocircuito en el módulo solar y en la carga, sobretensión y sobrecarga, sobrevoltaje, circuito abierto de batería, corriente inversa.	Es muy importante disponer de las protecciones contra las diferentes fallas que se puedan presentar durante la operación del sistema.
Ninguna	RFRP1-19: Diseñado para regulación de batería tipo solares de descarga profunda, por ej. Tipo AGM, gel, etc.	Cada batería tiene sus propias características de funcionamiento.
	RFRP1-20: Etiquetado, indeleble indicando por lo menos: voltaje nominal, corriente, marca, número de serie, polaridad de los terminales y logotipo de la empresa contratante.	Para conocer las características más importantes del equipo instalado.
	RFRP1-21: Regulación basado en el estado de carga (SOC) de batería.	Para que la regulación sea de acuerdo al estado de carga de la batería.
	RFRP1-22: Desconexión por baja tensión de batería y reconexión automática del consumo.	Para que no sea necesario reprogramar luego de una desconexión de carga.

	RFRP1-23: Ajustes preestablecidos en fábrica, con posibilidad de reajuste en sitio.	Que sea posible cambiar los parámetros de regulación.
	RFRP1-24: Humedad Relativa: Mayor a 85%.	Garantizar el funcionamiento del equipo.
	RFRP1-25: Garantía del producto, mínimo de 2 años y vida útil ≥ 10 años.	Garantizar la vida útil del equipo.
	RFRP1-26: Presentar los certificados de cumplimiento de las Normas EN 61000-4-2; EN 61000-4-5; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional. Certificado de garantía del producto, certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas.	Para garantizar al equipo y su vida útil, en condiciones ambientales extremas de funcionamiento.

Tabla 4. 23. Normativa actualizada - Regulador de carga.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS (L) - OBLIGATORIOS (P1)		
RFLP1-01: Las luminarias compactas o semicompactas deben montarse en boquilla E-27.	Las luminarias compactas o semicompactas deben montarse en boquillas adecuadas al tipo de luminaria, para evitar el uso de acoples.	Para tratar en lo posible de evitar el uso de acoples de boquillas.
Ninguna	RFLP1-1: Estar etiquetado indicando por lo menos: potencia, voltaje de entrada, número de serie, marca, fabricante y logotipo de la empresa contratante.	Para conocer las características del accesorio instalado.
	RFLP1-15: Garantía del producto mínima de 2 años.	Conocer la vida útil del producto.
	RFLP1-16: Presentar los certificados de cumplimiento de las Normas EN55015; EN61547; NEMA LL8-2008; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional. Certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas.	Garantizar la calidad del producto adquirido.
	RFLP1-17: Grado de estanqueidad mínimo IP 32.	Para conocer el tipo de protección mecánica.
	RFLP1-18: Humedad relativa mayor al 85%.	Garantizar el funcionamiento en condiciones extremas.

	RFLP1-19: Contenido de mercurio (Hg) < 5 mg.	No contaminar el ambiente en caso de ruptura.
	RFLP1-20: Cumplir con el reglamento técnico ecuatoriano RTE, INEN 036, relacionado a la eficiencia energética.	Para evitar la adquisición de lámparas ineficientes.

Tabla 4. 24. Normativa actualizada - Luminarias.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS PARA LOS CONDUCTORES (C) - OBLIGATORIOS (P1)		
RFCP1-01: Para zonas con condiciones ambientales extremas como la Amazonía, se debe utilizar cable concéntrico flexible, multiconductor, con aislamiento de polietileno y chaqueta de PVC (tipo TTU).	Los conductores para exteriores tiene que ser fabricados para soportar: rayos ultravioleta, humedad, temperaturas de hasta 90 °C, por lo cual debe ser de doble aislamiento del tipo SUPERFLEX, XHWN o similares y con la polaridad definida.	Garantizar la operación y vida útil del conductor, en condiciones ambientales extremas como en la Amazonía.
Ninguna	RFCP1-09: Las instalaciones internasse realizará utilizando conductores tipo: bipolares, concéntricos;flexibles multiconductor, con aislamiento de polietileno y chaqueta de PVC, por ej. TTU o Sucre.	Las instalaciones se realizan sin la utilización de ductos.
	RFCP1-10: Todos los conductores de un SFD tienen que cumplir las normas del Código Eléctrico Ecuatoriano CPE INEN 019:01, sección 600 y los artículos relacionados a la caída de voltaje, capacidad de corriente y protección de conductores.	Para no sobredimensionar ni subdimensionar un conductor.
	RFCP1-11: Todos los cables de un sistema fotovoltaico de corriente continua, deben ser bicolors, de preferencia rojo (terminal +) y negro (terminal -). Para los sistemas de puesta a tierra se utilizar cable de cobre desnudo o cable con aislamiento verde con raya amarilla.	Respetar el código de colores de una instalación y evitar la confusión durante la instalación.
	RFCP1-12: Todos los conductores serán diseñados para soportar por lo menos el 125% de la máxima corriente que pueda circular por dicho conductor.	Soportar el incremento de carga a futuro.

Tabla 4. 25. Normativa actualizada - Conductores.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS DEL INVERSOR (I) - OBLIGATORIOS (P1)		
RFIP1-01: El inversor será de onda senoidal pura y su potencia nominal estará entre 200 y 300 W.	El inversor será fabricado a base de componentes de estado sólido, de onda senoidal pura y su potencia nominal será al menos igual al 125% de la potencia nominal de diseño para consumo en CA.	Garantizar el funcionamiento de toda la carga de diseño y su proyección a futuro.
Ninguna	RFIP1-11: Etiquetado: Indeleble indicando al menos potencia, voltaje de entrada, voltaje de salida, número de serie, polaridad, marca, fabricante y logotipo de la empresa contratante.	Conocer las principales características del equipo instalado.
	RFIP1-12: Temperatura ambiente de trabajo: Entre -10°C a 45°C.	El equipo funciona en condiciones ambientales extremas.
	RFIP1-13: Humedad Relativa: Mayor a 85%.	
	RFIP1-14: Garantía del producto: Mínimo de 2 años y vida útil mínima 5 años.	Conocer la garantía y vida útil del equipo.
	RFIP1-15: Disponer de un interruptor para Encendido / Apagado.	Para mantener fuera de operación cuando no hay carga conectada.
	RFIP1-16: Los bornes de conexión para la salida en AC, tipo NEMA 5-15.	Garantizar que la conexión sea segura.
	RFIP1-17: Disponer de indicadores visuales de estado.	Visualizar el estado on/off.
	RFIP1-18: Certificados de cumplimiento de las Normas EN55022; EN61000-3-2; EN60950-1; o equivalentes. Certificados por un laboratorio independiente con acreditación internacional, certificado de garantía de vida útil y especificaciones técnicas	Respaldar la calidad del equipo adquirido.

Tabla 4. 26. Normativa actualizada - Inversor.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA (P) - OBLIGATORIOS (P1)		
Ninguna	RFPP1-01: El SFD tendrá que disponer de elementos de seccionamiento manual para operación y mantenimiento.	Facilitar las tareas de mantenimiento del sistema.
	RFPP1-02: Proveer al sistema una protección contra sobrecorrientes de cortocircuito, sobrecarga y sobrevoltaje.	Garantizar la protección de los equipos.
	RFPP1-03: Cerca del borne positivo de la batería se instalará un fusible cuya corriente de corte será entre 2 y 3 veces mayor que la correspondiente al mayor de los fusibles o breakers incluidos en los tableros de protección.	Protección de la batería contra cortocircuitos accidentales entre sus terminales, etc.
	RFPP1-04: Todos los fusibles y porta fusibles tienen que estar claramente etiquetados con su corriente nominal.	Para poder reemplazar por otros del mismo valor cuando se hayan fundido.
	RFPP1-05: Los fusibles deben elegirse de modo que: $I_{fusible} = 1,25 * I_{max-funcionamiento}$	Soportar una pequeña sobrecarga, sin daño del fusible.
	RFPP1-06: Todos los fusibles, interruptores termomagnéticos, tienen que estar instalados en la línea de polaridad positiva, tanto a la línea del generador fotovoltaico como a la línea de las cargas.	Para garantizar la protección del sistema.
	RFPP1-07: Debido a las condiciones atmosféricas de la zona es necesario tener una puesta a tierra a la que se conectarán: la estructura de soporte y los marcos metálicos del panel, todas las partes metálicas de las cajas, todos los equipos y aparatos del SFD.	Proteger a los equipos y a las personas que tengan contacto con cualesquier parte del sistema.
	RFPP1-08: El electrodo de tierra debe ser una o varias varillas de acero recubierto de cobre (copperweld) de no menos de 16x1.800mm, enterrada verticalmente en su totalidad.	Con el objetivo de conseguir un buen contacto a tierra.
	RFPP1-09: La abrazadera de conexión al electrodo de tierra deberá ser resistente a la corrosión, de preferencia de cobre, bronce o unión termosoldada.	Para evitar la corrosión y el mal contacto eléctrico.
	RFPP1-10: La conexión a tierra de la parte continua del sistema se la hará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos instalados, debiendo prevalecer siempre la condición de seguridad de las personas.	En algunos equipos la conexión a tierra es opcional.

Tabla 4. 27. Normativa actualizada - Protecciones y Puesta a tierra.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
ACCESORIOS VARIOS (V) - OBLIGATORIOS (P1)		
Ninguna	RFVP1-01: La caja de equipos será metálica resistente a la corrosión o de policarbonato que tenga un índice de protección mínimo de IP32 si se coloca al interior de la vivienda, o IP65 si será colocada a la interperie.	Para garantizar que los equipos se emplazarán en una caja resistente a las condiciones climáticas del lugar.
	RFVP1-02: La caja será lo suficientemente amplia, para facilitar las tareas de mantenimiento de los equipos instalados en su interior, para permitir la circulación de aire y facilitar el enfriamiento de los equipos.	Las cajas que empleadas hasta ahora son muy pequeñas no permite manipular fácilmente los equipos.
	RFVP1-03: La tapa de la caja será diseñada de tal forma que permita la visualización de todos los indicadores de los equipos instalados en su interior.	Para visualizar los indicadores del funcionamiento de los equipos.
	RFVP1-04: La caja de equipos tiene que disponer de ranuras de ventilación.	Garantiza el enfriamiento de los equipos.
	RFVP1-05: Se recomienda que todos los puntos de iluminación dispongan de una boquilla cerámica o similar y de buena calidad, según el tipo de luminaria a utilizar.	Para que no existan problemas derivados por la mala calidad de este accesorio.
	RFVP1-06: Todos los toma corrientes e interruptores usados en corriente continua tienen que cumplir las normas del National Electrical Code NEC.	Certificados para uso en corriente continua.
	RFVP1-07: Todos los terminales de los cables, no deben favorecer la corrosión que se produce cuando se tiene un contacto entre dos metales diferentes.	Terminales de buena calidad.
	RFMP1-08: Los terminales deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores a 0,5% de la tensión nominal. Esta condición es aplicable en las condiciones de máxima corriente.	Terminales fabricados específicamente para aplicaciones en la industria eléctrica.
	RFMP2-09: Si se permite el uso de interruptores para CA en los circuitos de CC, la corriente nominal en CA debe exceder como mínimo en 200 % la corriente máxima a ser interrumpida en CC.	Garantizar la durabilidad de este accesorio.

Tabla 4. 28. Normativa actualizada - Accesorios.

Normativa actual	Cambio sugerido	Justificación
REQUISITOS PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN (M) - OBLIGATORIOS (P1)		
Puesta a tierra		
Ninguna	RFMP1-14: La varilla de puesta a tierra será colocada en un terreno húmedo, por ej. Se recomienda colocar en el sitio donde cae el agua del techo.	Reducción de la resistencia de puesta a tierra.
	RFMP1-15: La conexión a tierra será la primera en realizarse y la última en desconectarse.	Seguridad del personal encargado de realizar las instalaciones.
Montaje de cables y terminales		
Ninguna	RFMP1-16: Todos los ramales y derivaciones de los circuitos tienen que ser lo más cortos posibles, para disminuir las caídas de voltaje y los costos.	Reducción de pérdidas y costos.
	RFMP1-17: Los cables serán fijados a las paredes o techos de las viviendas utilizando grapas U o correas plásticas, de forma que se mantenga la estética de las instalaciones.	Es muy importante la estética de las instalaciones eléctricas.
	RFMP1-18: Si para las instalaciones interiores se utilizan conductores unipolares, las instalaciones se las realizará en el interior de ductos, ya sean plásticos o metálicos especificados para instalaciones eléctricas.	Proteger mecánicamente a los conductores.
Estructura de soporte y mástil		
Ninguna	RFEP1-19: Colocar la estructura de soporte con la parte más baja de los módulos orientada hacia el norte, es decir con la cara de los paneles mirando al norte, para optimizar la captación de energía solar durante el mes de la más baja radiación promedio (junio, en nuestro caso).	Optimizar la captación de la radiación solar durante el mes de más baja radiación.
	RFEP1-20: Es preferible montar la estructura con los módulos fotovoltaicos al exterior de la vivienda, que hacerlo adosado a las paredes o sobre el techo.	Evitar las filtraciones de agua al interior de la vivienda.
	RFMP1-21: La cimentación del poste o mástil al suelo se lo realizará con hormigón armado o con otros materiales como pueden ser tierra y piedra, que proporcionen la compresión suficiente para resistir la tracción del viento.	Garantizar que el mástil o poste queden bien fijos, para soportar las cargas de viento.

Tabla 4. 29. Normativa actualizada - Montaje e instalación.

CAPÍTULO V

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SFD

5.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA

Desde su instalación hasta su retiro definitivo, el sistema fotovoltaico puede tener diversas formas de operación, por ejemplo debido a las variaciones climáticas del lugar de instalación, cambios de las costumbres de los beneficiarios, reflejados en el incremento de carga, etc.

5.1.1 OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA

El sistema fotovoltaico, opera de forma continua en función de su capacidad de almacenamiento y de la carga/descarga de la batería, con limitaciones de potencia y energía determinadas.

La corriente requerida por la carga no se suministra a un voltaje fijo, sino que presenta variaciones aproximadamente entre el -10% y $+20\%$ de su valor nominal (límites de carga y descarga de la batería), estas fluctuaciones de voltaje en la batería se deben a su estado de carga, y a las corrientes de carga/descarga de la misma. Un suministro eléctrico en condiciones alejadas de este rango de voltajes, puede impedir su aplicación o incluso provocar daños a los equipos de consumo, en este caso se considera como mal funcionamiento del sistema.

En operación normal, se pueden diferenciar tres etapas en el funcionamiento interno del sistema fotovoltaico, que determinan las condiciones del suministro de energía. Estas etapas ocurren en la práctica de forma continua, y se denominan de acuerdo al proceso que experimenta la batería durante la operación.

5.1.1.1 OPERACIÓN NORMAL EN CARGA

Cuando la corriente generada por el generador fotovoltaico supera a la corriente de carga, el exceso de corriente de generada es almacenada en la batería, que incrementa su voltaje de forma progresiva, incrementándose también el voltaje de salida del sistema. El límite de carga de la batería es programado en el regulador de carga, una vez que el voltaje llega a su máximo valor permitido el regulador actúa, impidiendo la operación de la batería con voltajes demasiado elevados. Este modo de operación generalmente ocurre durante las horas de máxima radiación solar.

5.1.1.2 OPERACIÓN NORMAL EN REPOSO

En este modo de operación el sistema no presenta variaciones significativas de carga/descarga de la batería, la corriente de generación es aproximadamente igual a la corriente de carga, la batería permanece sin variación apreciable en su estado de carga y voltaje. Esta situación es característica de las horas nocturnas, en las cuales tanto la generación y el consumo eléctrico son nulos.

5.1.1.3 OPERACIÓN NORMAL EN DESCARGA

La operación normal en descarga, generalmente ocurre en las horas de la noche cuando se presenta el máximo consumo, durante este período la corriente de generación es nula y la corriente de carga será la máxima, el déficit de energía se compensa con la extracción de parte de la energía almacenada en la batería (descarga de la batería). Para evitar que la batería sufra una descarga profunda, el regulador es programado para realizar la desconexión y reconexión automática de la carga una vez que el porcentaje de carga o el voltaje de la batería se han reducido hasta el umbral de desconexión. Si el regulador realiza la desconexión de carga, el sistema entra en un estado de espera por recarga de la batería.

5.1.1.3.1 OPERACIÓN EN ESPERA POR RECARGA

Después de la desconexión automática de carga, la batería necesita recuperar parte de su carga hasta permitir nuevamente el consumo. En esta fase el sistema no está suministrando energía eléctrica al usuario, pero no significa que el sistema tenga avería, toda la energía generada es almacenada por la batería. De la misma forma el regulador está programado para realizar la reconexión automática de carga una vez que el porcentaje de carga o el voltaje de la batería hayan superado el umbral de reconexión de carga, entrando al modo de operación normal del sistema. Si las desconexiones de carga son muy frecuentes, se recomienda realizar una revisión general del sistema y realizar cambios si se consideran necesarios.

5.1.2 OPERACIÓN EN PARADA POR AVERÍA O MANTENIMIENTO

Para disminuir el tiempo de parada de un sistema, tiempo durante el cual el sistema no funciona por avería, se recomienda seguir un programa de mantenimiento preventivo del sistema en general.

Durante la realización del mantenimiento preventivo, puede ser necesaria la salida de operación del sistema, pero como ya fue programada con anticipación, el usuario afectado debió tomar las medidas necesarias para la afección sea mínima.

Si no se realizó el mantenimiento preventivo, no se puede determinar las posibles fallas del sistema y corregirlas, sino que la falla ocurre y termina con la salida de operación del sistema, el tiempo de parada se torna indefinido, hasta que el personal especializado visite las instalaciones, determine la o las fallas, realice las correcciones respectivas y reponga el sistema a su operación normal, como la parada no fue programada, el usuario afectado no tomó las medidas de prevención necesarias provocando molestias e insatisfacción al beneficiario.

5.2 ANÁLISIS DE FALLAS

Algunos sistemas fotovoltaicos pueden funcionar sin ningún problema durante muchos años, desde su puesta en operación, pero también existen sistemas que presenten diversas fallas en su funcionamiento a corto o mediano plazo, desde su implementación.

Durante su vida útil, un sistema fotovoltaico está expuesto a sufrir diferentes fallas, ya sea ocasionada por un error humano (fallas humanas), o por fallas técnicas de los equipos.

5.2.1 FALLAS HUMANAS

Las fallas humanas, son principalmente errores de operación, es decir la falta de una adecuada orientación de los usuarios en relación al funcionamiento, operación y límites de consumo del sistema fotovoltaico. Ocurren habitualmente por la falta de capacitación de los beneficiarios, los mismos que al ocurrir un problema, tratan de resolverlo a su manera.

Por ejemplo, cuando el regulador desconecta automáticamente la carga, para que batería no sufra una descarga profunda, ante esta situación los usuarios tratan de resolver el problema de forma errónea, realizando la conexión de las cargas directamente desde la batería, sin darse cuenta que en muchos casos esta acción incrementa la probabilidad de causar daños muy graves a la batería y en general a todos los componentes del sistema.

5.2.1.1 FALLAS TÍPICAS POR INTERVENCIÓN HUMANA

- ✓ Los módulos son afectados por sombras parciales o totales.
- ✓ Los módulos no tienen la orientación ni el ángulo de inclinación óptimo para lograr su máxima eficiencia de conversión fotovoltaica.
- ✓ Los fusibles de protección fundidos, no son reemplazados por otros nuevos de las mismas características, en algunos casos son simplemente cortocircuitados o reemplazados por un elemento conductor.
- ✓ Los beneficiarios realizan instalaciones adicionales, estas lo ejecutan sin haber adquirido un conocimiento previo de instalaciones eléctricas, poniendo en riesgo al a los componentes más sensibles del sistema.
- ✓ Conexión de la batería con la polaridad invertida al sistema.
- ✓ Intercambio de baterías entre vecinos o parientes.

5.2.1.2. CAUSAS PRINCIPALES DE FALLAS POR FACTORES HUMANOS

- ✓ Incumplimiento de las instrucciones de operación del sistema; debido a la falta de participación del usuario en la implementación del sistema.
- ✓ Desconocimiento total del usuario del uso eficiente de energía.
- ✓ La falta de capacitación del usuario para el correcto uso y operación del sistema.
- ✓ Uso de equipos y artefactos inadecuados, ejemplo lámparas incandescentes, y otros equipos de alto consumo.
- ✓ Descuido en el mantenimiento básico del sistema.
- ✓ Desconocimiento de los conceptos básicos de generación, almacenamiento y consumo de energía.

5.2.2 FALLAS TÉCNICAS

Las fallas técnicas, son las referentes a problemas asociados a cada elemento individual, que forman el sistema fotovoltaico, derivados de su propio diseño, fabricación o instalación

5.2.2.1 FALLAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

- ✓ La potencia real inicial del módulo es inferior a la nominal de etiquetado.
- ✓ Pérdida progresiva de potencia por degradación.
- ✓ La potencia de generación es inferior a la requerida por la carga de diseño, debido a sombras parciales o totales.
- ✓ Falla súbita, causado por la rotura del panel.

5.2.2.2 FALLAS DE LA BATERÍA

- ✓ Capacidad inicial baja.
- ✓ Pérdida progresiva de capacidad por degradación.
- ✓ Falla súbita:
 - ✓ Por un cortocircuito entre terminales.
 - ✓ Cortocircuito interno por precipitación de material.
 - ✓ Rotura de la caja, etc.

5.2.2.3 FALLAS DEL REGULADOR DE CARGA

- ✓ Interrupción de la circulación de corriente: línea de generación o carga.
- ✓ Autoconsumo y caídas de tensión excesivas.
- ✓ Regulación incorrecta de la batería, por mal ajuste en el diseño inicial o por desajuste en la operación.
- ✓ Ausencia de las funciones de protección.

5.2.2.4 FALLAS DE LAS LÍNEAS DE CONEXIÓN

- ✓ Caídas de tensión excesivas en las líneas de alimentación y consumo.
- ✓ Cortocircuitos.

5.2.2.5 DEPENDENCIAS ENTRE ELEMENTOS DEL SISTEMA

Generador sobre la batería:

Si el módulo fotovoltaico tiene una potencia inferior a su potencia nominal de fabricación, por degradación debido al tiempo y condiciones ambientales de operación, la energía almacenada por la batería y su estado de carga disminuyen en la misma proporción, bajo las mismas condiciones de radiación, consumo y temperatura.

Regulador de carga sobre la batería:

El umbral de fin de carga evita la sobrecarga de la batería, a mayor voltaje de fin de carga, hay más garantías de haber realizado una recarga completa.

El umbral de desconexión de carga, evita la descarga profunda de la batería: Este umbral marca la máxima profundidad de descarga (PdD) de la batería durante su operación. Los fabricantes suministran información sobre el número de ciclos de vida de la batería en función de la PdD. Cuanto menor es el umbral de desconexión de carga, menor es el tiempo de vida previsto de la batería.

5.3 MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La experiencia ha demostrado que la fiabilidad de todo sistema fotovoltaico SFv, depende en gran parte de la calidad de manejo y del mantenimiento proporcionado a las instalaciones, por lo tanto hay que tener especial cuidado en el mantenimiento del sistema.

La gran mayoría de sistemas fotovoltaicos generalmente están implementados en lugares alejados y de difícil acceso, es por esta razón que el mantenimiento y la detección de posibles fallas pueden tener resultados favorables o desfavorables en el normal funcionamiento del sistema.

Una ventaja importante de los SFv, es la utilización de equipos y materiales cuyo proceso de fabricación es avalado por certificados de calidad internacional, esto representa una garantía para minimizar las tareas de mantenimiento. Pero en la realidad toda instalación fotovoltaica necesita de mantenimiento, aunque sea mínimo pero es totalmente necesario, ya que de no llevarse a cabo provocará la reducción de la vida útil de las instalaciones.

El mantenimiento básico del sistema, es la realización de actividades no técnicas, tales como: limpieza de paneles, evitar las sombras, etc., esto lo puede realizar el usuario, pero el mantenimiento técnico, lo debe realizar únicamente el personal capacitado y si se trata de fallas internas de los equipos, en este caso únicamente el fabricante o distribuidor del producto está autorizado para realizar el mantenimiento, con la finalidad de mantener la garantía de fabricación de los equipos.

El profesional o la Empresa contratada para la implementación del sistema, está en la obligación de entregar a los beneficiarios las instrucciones específicas para la operación y mantenimiento básico de las instalaciones, de esta forma se consigue disminuir el tiempo de parada por avería, incrementando también la vida útil del sistema.

Es absolutamente necesario llevar un registro de mantenimiento, en la que se describa: el equipo intervenido, tipo de mantenimiento realizado, las operaciones realizadas, y la fecha de realización.

Existen dos tipos de mantenimiento que se puede proporcionar a un SFv: preventivo y correctivo.

Mantenimiento preventivo: este se lo realiza bajo planificación previa, permite detectar los posibles fallos, los puntos débiles en la instalación y corregirlos, de esta forma se logra; incrementar la vida útil de equipos, disminuir los costos de reparaciones, reducir el tiempo de parada por avería, etc.

Mantenimiento correctivo: Impide el diagnóstico fiable de las causas que provocaron la falla, es decir existe un total desconocimiento de las causas del fallo. Se realiza la corrección de las averías o fallas cuando éstas se presentan, sin la planificación de la suspensión del servicio.

A continuación se detalla el mantenimiento que debe darse a cada equipo y a las instalaciones en general, que en conjunto forman un sistema fotovoltaico.

5.3.1 MANTENIMIENTO DE LA PUESTA A TIERRA

El primer componente que se tiene que revisar es la puesta a tierra y determinar que:

- ✓ El cable no este oxidado ni desgastado.
- ✓ El cable proporcione una buena conexión con la varilla de puesta a tierra.
- ✓ La conexión conductor – varilla debe estar limpia y bien fija.
- ✓ Realizar la medición de puesta a tierra para verificar su estado real.

5.3.2 MANTENIMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Los módulos solares o fotovoltaicos carecen de partes móviles y se encuentran contruidos con materiales calificados. Además los fabricantes disponen de un control de calidad, que necesariamente tiene que cumplir normas internacionales.

Los rigurosos controles de calidad que deben cumplir los módulos, hace que los fabricantes puedan ofrecer un tiempo de garantía amplio, esto se debe a que están muy seguros del producto que ofrecen en el mercado.

A pesar de la calidad de los módulos, este necesita de mantenimiento aunque sea mínimo pero es totalmente necesario, en el cual se incluirá:

- ✓ Realizar la limpieza de suciedades, de la superficie del módulo, dejando completamente limpia, se debe realizar utilizando cualquier detergente usado para limpiar cristales o simplemente con agua y un paño, tener cuidado para no dañar el módulo. La suciedad que se acumula sobre la superficie del panel puede llegar a causar graves problemas; si se trata de residuos industriales, excremento de aves, etc. En muchos casos, la lluvia reduce la necesidad de realizar la limpieza de los paneles, pero hay que tomar en cuenta que también existen lluvias que depositan suciedad sobre una superficie. Por ello es absolutamente necesario realizar la limpieza de los paneles periódicamente, dependiendo del

grado de contaminación del lugar de instalación, la limpieza se lo puede realizar, trimestralmente, semestralmente, etc.

- ✓ Realizar un análisis periódico de sombras, limpiando continuamente la vegetación o cualquier objeto que pueda ocasionar sombra de forma circunstancial o permanente, si un módulo se expone a sombras este reduce su capacidad de generación y su vida útil.
- ✓ En el momento que se efectúa la limpieza de los paneles, hay que realizar una inspección visual de la estructura del panel, con la finalidad de determinar fallas originadas por acciones externas tales como: la rotura del cristal de protección, posibles oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células, que generalmente ocurren por la filtración de agua al interior del módulo.
- ✓ Inspeccionar la conexión eléctrica entre paneles y conductores de alimentación, se verificará que los terminales de conexión estén bien apretados, además se determinará el estado del aislante que lo cubre y si es necesario se recomienda reconectar y cambiar el aislamiento de las conexiones.
- ✓ Verificar que los cables de conexión entre el módulo y el regulador de carga no presenten fisuras o agrietamientos y que no presenten fugas de corriente que puedan perjudicar al rendimiento del sistema.

5.3.3 MANTENIMIENTO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

Como la estructura de soporte es metálica, durante el mantenimiento se considera realizar lo siguiente:

- ✓ Una inspección visual para determinar que no existan: dobladuras, oxidaciones especialmente en los tornillos utilizados o cualesquier otro tipo de fatiga apreciable que afecte a la vida útil de la estructura, en caso de oxidaciones se recomienda limpiar el óxido y colocar anticorrosivo.
- ✓ Verificar que el mástil o poste esté colocado de forma vertical.
- ✓ Verificar la correcta orientación de los módulos fotovoltaicos.
- ✓ Limpiar el crecimiento de plantas u hongos que se puedan formaren la estructura de soporte.

5.3.4 MANTENIMIENTO DE LA BATERÍA

En la actualidad se fabrican baterías de alta calidad, en consecuencia son muy fiables, el porcentaje de averías por defectos de fabricación es mínimo, sin embargo por su modo de operación las baterías son los elementos que requieren mayor atención en una instalación fotovoltaica, generalmente es el elemento más frágil y menos duradero del SFv, por esta razón hay que tener bien claro su funcionamiento y sus características, el correcto uso de la batería alarga su vida útil.

Las tareas más importantes de mantenimiento que se debe proporcionar a una batería se pueden resumir en:

- ✓ Verificar que la batería sea del tipo solar y que sus características sean las correctas de acuerdo a la carga conectada.
- ✓ Su correcta ubicación, de tal forma que garantice la ventilación, evitar los accidentes, etc.
- ✓ Inspección visual para determinar la existencia roturas y posibles derrames del electrolito, hinchazón o abolladuras de la caja contenedora, en este caso se recomienda reemplazar la batería.
- ✓ Comprobación de la utilización de la batería, pueden existir beneficiarios que consuman demasiada energía, sobrepasando los límites de consumo permitidos, para los cuales se realizó el cálculo del banco de baterías, por esta razón sufren frecuentes desconexiones, por ello se recomienda; verificar la carga instalada, la capacidad de la batería y de ser necesario reemplazarla.
- ✓ Medir el voltaje de circuito abierto de la batería. Si este valor es inferior a 11,4 V verificar si existe suministro de energía hacia la batería, envejecimiento o falla del regulador.
- ✓ Asegurar que la conexión de la batería sea firme, realizar la limpieza de cualesquier impureza en sus terminales, utilizando las herramientas adecuadas. Si las conexiones no están firmes y completamente limpias, pueden ocasionar un mal contacto eléctrico causando un bajo rendimiento de la batería puesto que se trabajan con bajos voltajes y altas corrientes. Se recomienda mantener las baterías y las conexiones siempre limpias y secas, impedir el ingreso de suciedad al interior, esto puede ser la causa de la destrucción de la batería.

- ✓ En las baterías abiertas revisar el nivel y la densidad del electrolito. Debido a los constantes ciclos de carga y descarga, el electrolito se evapora, la batería pierde agua por la electrolisis ocasionado por la corriente de carga. Por esta razón se comprueba y se añade agua destilada a la batería, para mantener el nivel del electrolito dentro de los límites establecidos por la batería. Si una batería requiere constantes adiciones de agua destilada, significa que está sufriendo frecuentemente sobrecargas, es decir la batería está con carga completa mucho tiempo y se debe corregir el umbral de fin de carga reprogramando el regulador. Si el nivel del electrolito baja demasiado hasta que las placas queden al descubierto, estas entran en contacto con el aire, se sulfatan, y provocan la destrucción de la batería. Para saber con certeza el estado de carga de una batería es necesario conocer la densidad del electrolito, a mayor densidad le corresponde un mayor estado de carga. El electrolito está compuesto por agua y ácido sulfúrico, si la batería está completamente descargada, la densidad del electrolito es casi la densidad del agua destilada, si la batería está cargada el electrolito es más denso que el agua. A mayor valor de densidad, corresponde mayor estado de carga.

5.3.5 MANTENIMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga, es un equipo electrónico garantizado con certificaciones internacionales y sufren poco desgaste con el tiempo, en caso de fallos la revisión interna de estos equipos solo puede realizar el personal capacitado y la solución inmediata será la sustitución del equipo.

Los pasos a seguir para realizar el mantenimiento del regulador de carga son:

- ✓ Revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo de los equipos.
- ✓ Comprobar el estado de las conexiones y apriete de los bornes para garantizar un buen contacto eléctrico, y en caso de ser necesario realizar un reajuste.
- ✓ Limpieza del equipo, para impedir la acumulación de polvo y suciedad en los dispositivos de ventilación.

- ✓ Realizar una observación general del estado y funcionamiento, esto se debe realizar utilizando la hoja de datos del equipo, por ejemplo realizar la medición de voltajes de entrada y salida, etc.
- ✓ Si los reguladores, tienen un sistema de almacenamiento de datos, estos deben ser analizados periódicamente para determinar con mayor exactitud el funcionamiento del equipo y del sistema en general.
- ✓ Si se presentan sobrecalentamientos o roturas del equipo, se recomienda reemplazarlo.
- ✓ Si los valores de voltaje están fuera de los valores establecidos, es posible que exista una falla interna, por lo tanto se debe sustituir el equipo.
- ✓ Si los umbrales de regulación están fuera de los límites especificados, se debe hacer un reajuste y si no es posible sustituirlo porque puede ocasionar el daño de las baterías.
- ✓ Revisar los fusibles internos.

5.3.6 MANTENIMIENTO DEL INVERSOR

Generalmente suele presentar averías debido a que los usuarios conectan una carga (potencia) mayor a la potencia nominal del inversor.

Durante la realización del mantenimiento del inversor se recomienda realizar las siguientes consideraciones:

- ✓ Si el inversor presenta señales de sobrecalentamiento, se debe sustituirlo.
- ✓ Si el autoconsumo es superior al indicado en las especificaciones del equipo, se recomienda sustituirlo.
- ✓ Verificar el estado de los fusibles.
- ✓ Revisar el estado de las conexiones y apriete de los bornes para garantizar un buen contacto eléctrico, en caso de ser necesario realizar un reajuste.
- ✓ Si los valores de voltaje y frecuencia a la salida del inversor no están dentro de los valores establecidos, se recomienda la sustitución del equipo puesto que puede ocasionar la destrucción de las cargas en CA.

5.3.7 MANTENIMIENTO DE LA CARGA

Las cargas son los elementos que se cambian con mayor frecuencia, por ello durante la realización del mantenimiento se recomienda considerar los siguientes aspectos:

- ✓ Verificar que todas las cargas sean especificadas para el uso en SFD.
- ✓ Si las cargas instaladas no se incluyen en el diseño, o son de potencia superior (ej. focos incandescentes), se debe desconectarlas y reemplazar por otras adecuadas.
- ✓ Ajustar bien los contactos y si es necesario realizar una nueva conexión.
- ✓ Llevar un registro con las fechas de reposición, como por ejemplo de los focos.
- ✓ Realizar la limpieza periódica de los focos, puesto que en el lugar existen gran cantidad de insectos que se impregnan a ellos, y ocasionan la reducción de la iluminación.

5.3.8 MANTENIMIENTO DEL CABLEADO Y ACCESORIOS

Los problemas más comunes en el cableado, son los debidos a la ampliación de los circuitos, esto lo realizan los propios beneficiarios, con el afán de suministrar energía a otras áreas de la vivienda, por lo que se recomienda verificar los siguientes aspectos:

- ✓ Comprobar que el calibre del conductor utilizado sea el adecuado y cumpla los requerimientos de la normativa vigente, en caso contrario se recomienda sustituirlo.
- ✓ Verificar que el cableado mantenga los límites de caídas de voltaje permitidas, en todos los tramos de línea, si exceden los límites recomendados, se debe sustituir el cableado.
- ✓ Si las extensiones no son permitidas, se deben eliminarlas o sustituirlas si no cumplen las especificaciones.

- ✓ Verificar que todos los accesorios utilizados (interruptores, boquillas, tomacorrientes, etc.) estén en buen estado, si por alguna razón están rotos se debe reemplazarlos inmediatamente, además se verificará que los contactos estén bien ajustados, que no existan cortocircuitos ni riesgos para que ocurran y comprobar que todas las instalaciones sean realizadas con la polaridad correcta.

CAPÍTULO VI

GRADO DE SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES, BENEFICIOS Y PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS SFD IMPLEMENTADOS

6.1 GRADO DE SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES CON SFD

Durante la visita de campo realizada la semana del 8 al 12 de agosto del 2011, se realizó la encuesta para determinar el “**Grado de satisfacción de los clientes con sistemas fotovoltaicos**”, se tomó una muestra de 105 de un total de 290 usuarios, de 15 comunidades beneficiarias, las encuestas se realizaron con la colaboración del Ing. Patricio Quituisaca A., quien además desarrolló las preguntas para la encuesta, las mismas que se presentan en el Anexo 4.

Las fotografías mostradas en la ilustración 6.1, fueron captadas durante la realización de las encuestas en una de las comunidades beneficiarias.



Ilustración 6.1. Realización de la encuesta en las comunidades beneficiarias.

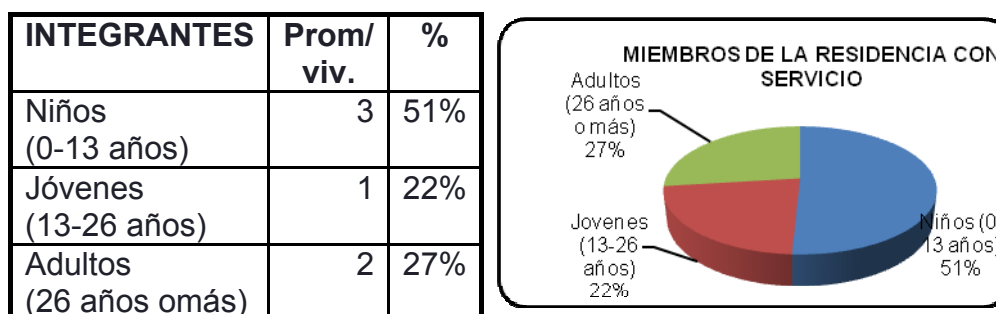
6.1.1 ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DEL CLIENTE CON SFD

Todas las preguntas realizadas en la encuesta para determinar el “Grado de satisfacción de los beneficiarios con SFD” se muestra en el Anexo 5.

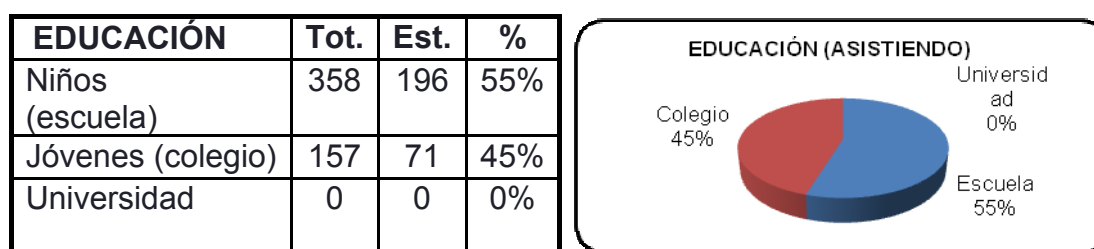
Una vez que se realizó la encuesta a los beneficiarios de los SFD implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, se contabilizó y tabuló las respuestas, se determinó el porcentaje de cada respuesta en relación al total de encuestas realizadas, que en este caso es de 105 encuestas. A continuación se presenta cada pregunta realizada, con sus respectivas respuestas.

6.1.1.1 COMPOSICIÓN DEL NÚCLEO FAMILIAR

- ✓ **Miembros de la residencia con servicio:** Según las respuestas obtenidas, cada hogar está formado por un promedio de; 3 niños menores de 13 años, un joven entre los 13 y 26 años y dos adultos mayores a 26 años. Entonces población servida en su mayoría está formada por niños menores de 13 años.



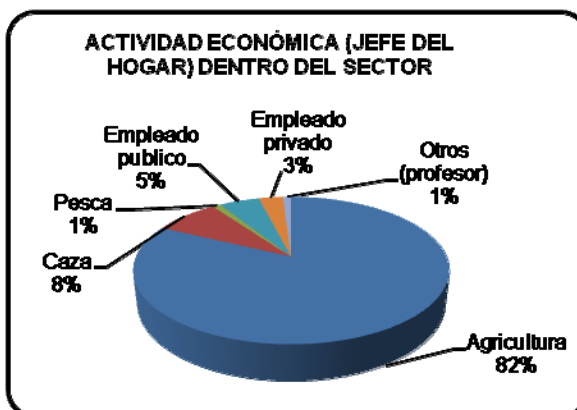
- ✓ **Niños y jóvenes que asisten a un centro Educativo:** El 55% de niños asisten a la escuela, el 45% restante no asiste porque aún no ha cumplido la edad ya que en todas las comunidades existe una escuela. El 45% de los jóvenes asiste al colegio y los demás no asiste porque el colegio está ubicado en comunidades muy lejanas. De todos los encuestados ninguno tiene un familiar que asiste a la universidad.



6.1.1.2 ACTIVIDAD ECONÓMICA MÁS RELEVANTE DEL JEFE DEL HOGAR

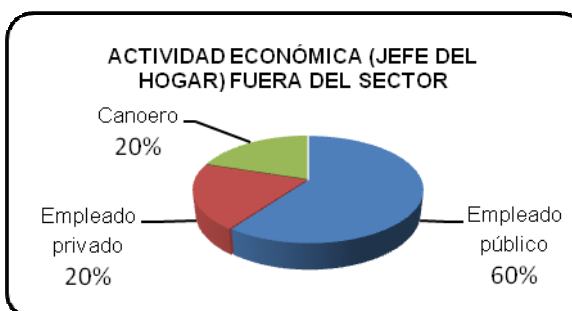
- ✓ **Dentro del sector:** La actividad económica más relevante del jefe del hogar dentro del sector, es la agricultura, cada familia tiene sus propios cultivos de: yuca, maní, plátano, etc.

DENTRO DEL SECTOR		
Agricultura	82	82%
Caza	8	8%
Pesca	1	1%
Artesanías	0	0%
Empleado publico	5	5%
Empleado privado	3	3%
Otros (profesor)	1	1%



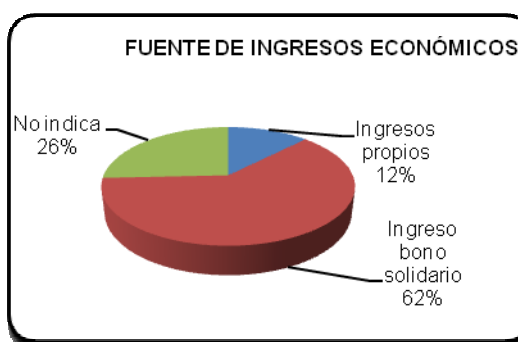
- ✓ **Fuera del sector:** El jefe del hogar que sale a trabajar fuera de su comunidad, se han convertido en empleados públicos o privados.

FUERA DEL SECTOR		
Empleado Público	3	60%
Empleado Privado	1	20%
Canoero	1	20%

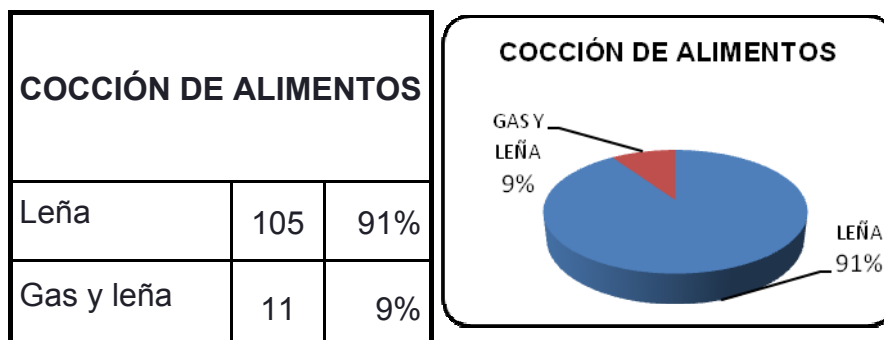


- ✓ **Ingresos económicos (\$/mes):** En todas las comunidades existen un alto porcentaje de familias beneficiarias del bono solidario, además existen otros que disponen de ingresos propios que corresponde a los empleados públicos o privados.

INGRESOS ECONÓMICOS (\$/MES)		
Ingresos propios	13	12%
Ingresos bono solidario	65	62%
No indica	27	26%

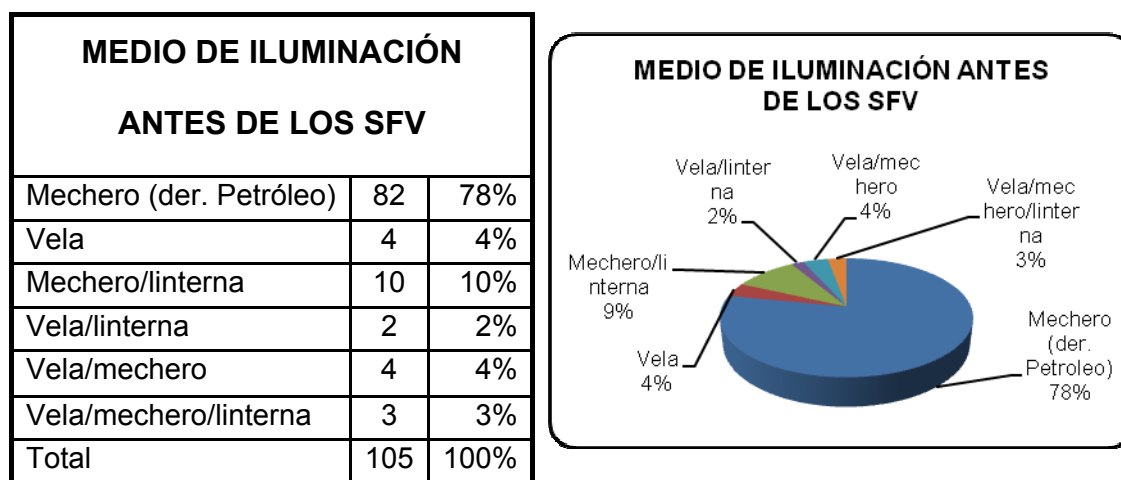


- ✓ **Cocción de alimentos:** En todos los hogares la cocción de alimento se realiza mediante la quema de leña, pero existe un pequeño porcentaje que utiliza gas y leña.



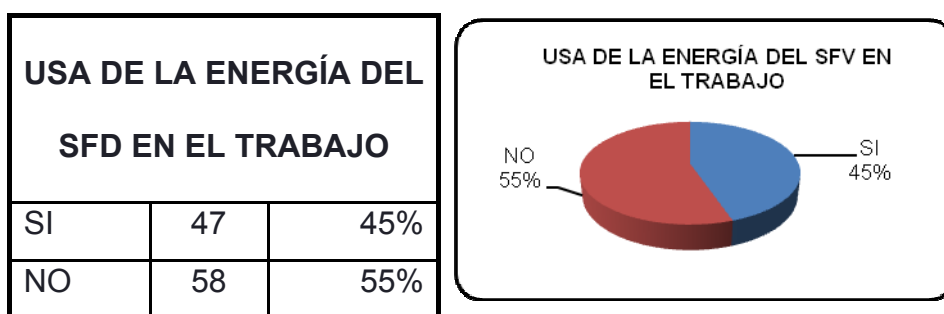
6.1.1.3 MEDIO DE ILUMINACIÓN ANTES DE LOS SFV

- ✓ **Antes de los SFV como se iluminaba:** Antes de la implementación del sistema, el medio de iluminación era: un mechero a base de derivados de petróleo, velas, linterna a pilas, y cuando se agotaban estos medios se realizaba la quema de leña, Copal.

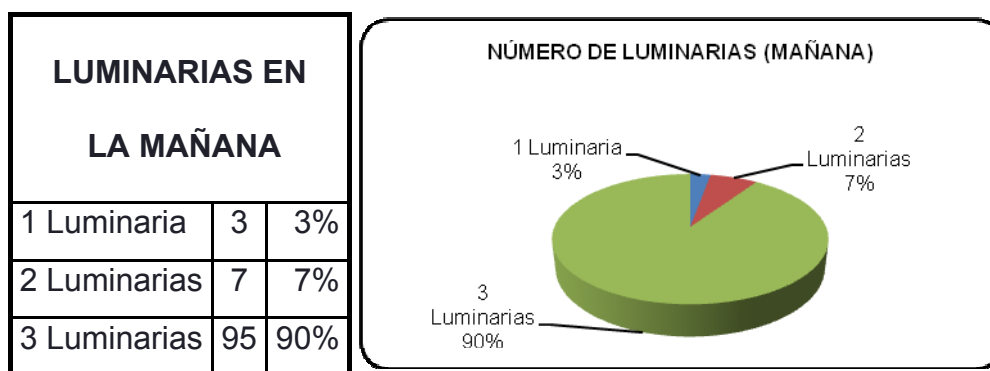


6.1.1.4 USO DE LA ENERGÍA DEL SFV

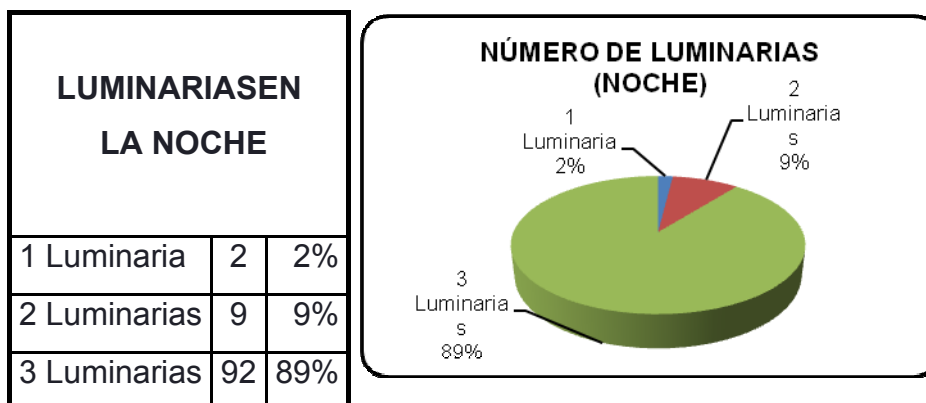
- ✓ **Utiliza la energía para realizar su trabajo:** Existen personas que durante la noche se dedican a la elaboración de artesanías, estas utilizan la iluminación para realizar dicho trabajo.



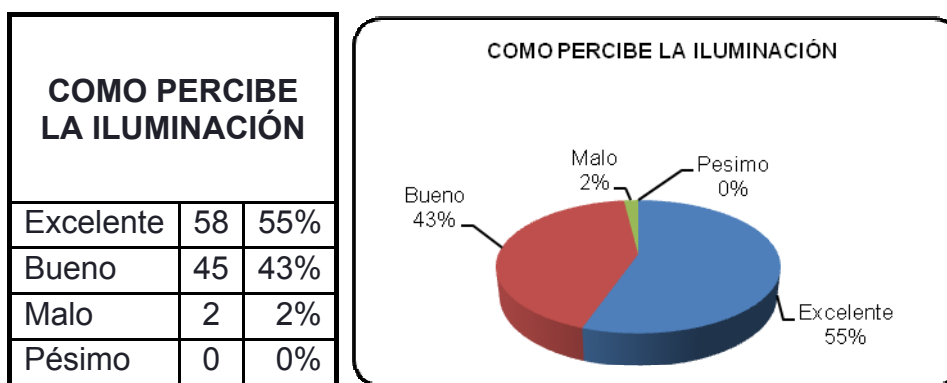
- ✓ **Uso de luminarias durante la Mañana:** Las luminarias funcionan durante la mañana, entre las 4:00h y 8:00h, como se puede apreciar en la figura 4.5 (Curva de carga Diaria Promedio), de acuerdo a las costumbres de cada familia, en la hora de levantarse, preparar sus alimentos, realizar actividades productivas, etc. y según los requerimientos particulares de cada vivienda se pueden utilizar uno, dos o tres luminarias.



- ✓ **Uso de luminarias durante la Noche:** Durante la noche los beneficiarios utilizan una, dos o tres luminarias, de acuerdo a las necesidades particulares de cada familia, la iluminación funciona entre las 18:00h y 23:00h, como se indica en la curva de carga diaria promedio, figura 4.5.



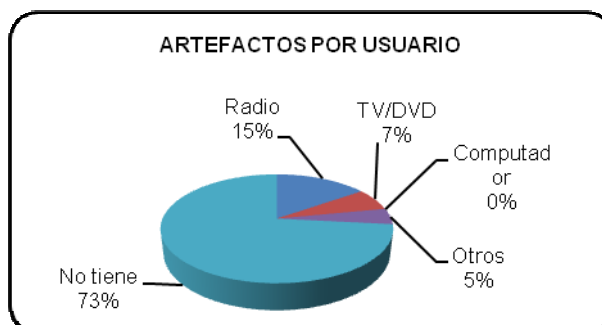
- ✓ **Como percibe la iluminación en su domicilio.** Los beneficiarios que han contestado que la iluminación es mala, es porque en su casa se ha instalado únicamente una o dos luminarias y el grado de iluminación no satisface las expectativas de los beneficiarios.



6.1.1.5 ARTEFACTOS EXISTENTES Y ASPIRACIONES FUTURAS

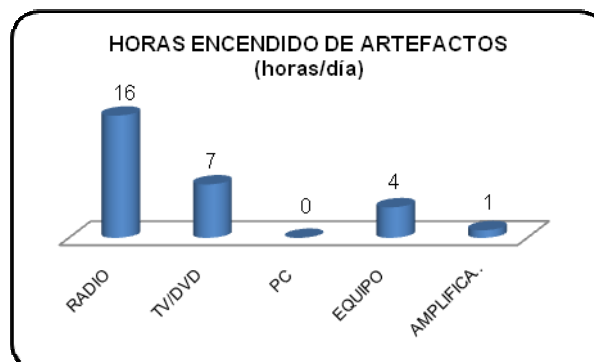
- ✓ **Artefactos existentes:** La mayor parte de familias encuestadas no tiene ningún artefacto de consumo, en estos casos la energía del sistema fotovoltaico se utiliza únicamente para la iluminación.

ARTEFACTOS POR USUARIO		
Radio	16	15%
TV/DVD	7	7%
Computador	0	0%
Otros	5	5%
No tiene	77	73%



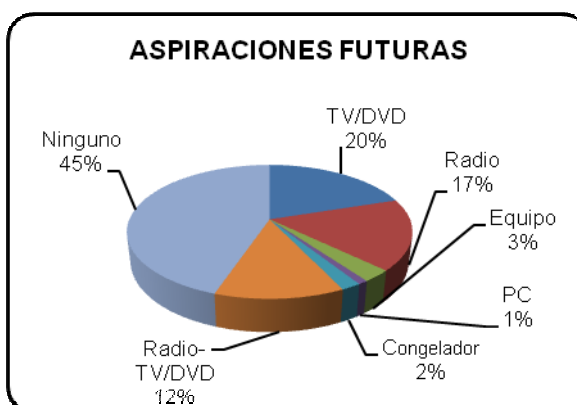
- ✓ **Horas encendido de Artefactos (horas/día):** Se preguntó únicamente a los que disponen de un artefacto eléctrico como: radio, TV/DVD, etc.

Horas/día	1	2	3	4	5	6	T.
Radio	7	5	1	0	2	1	16
TV/DVD	1	3	2	0	1	0	7
Equipo	1	2	1	0	0	0	4
Amplificador	1	0	0	0	0	0	1



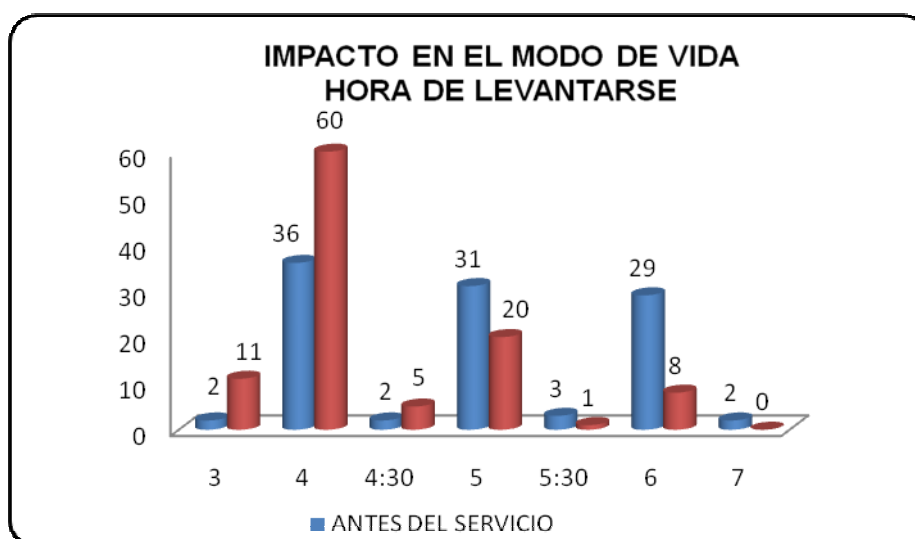
- ✓ **Aspiraciones futuras:** la falta de ingresos, es la razón más fuerte para que la mayoría de beneficiarios no hayan planificado la adquisición de nuevos artefactos eléctricos.

ASPIRACIONES FUTURAS		
TV/DVD	21	20%
Radio	18	17%
Equipo	3	3%
Computador (pc)	1	1%
Congelador	2	2%
Radio-TV/DVD	13	12%
Ninguno	47	45%

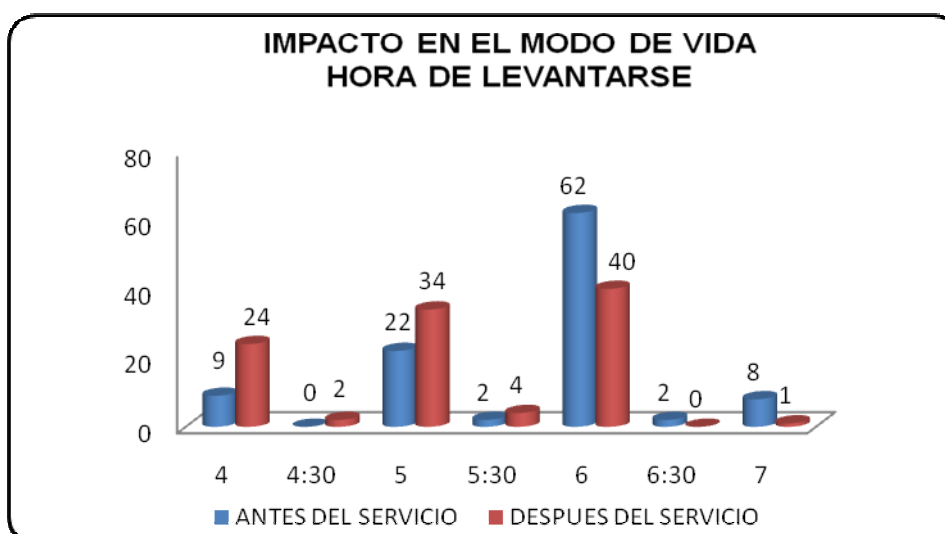


6.1.1.6 IMPACTO DE LOS SFV EN SU MODO DE VIDA

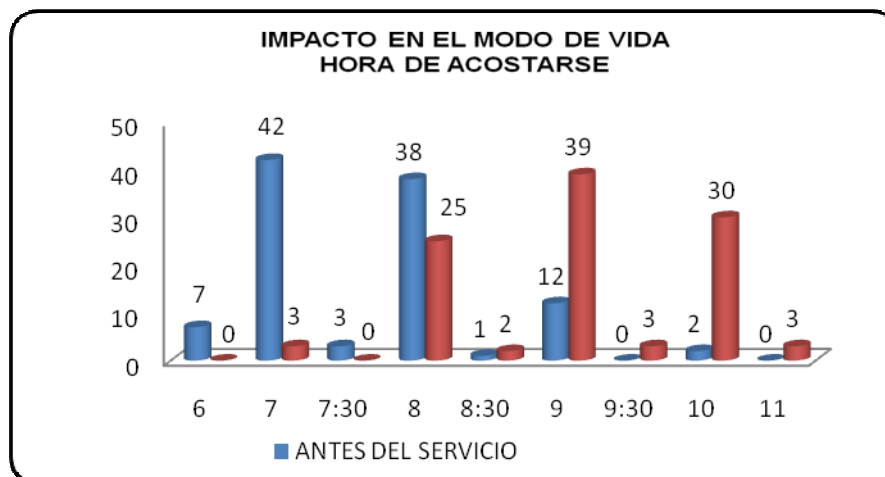
- ✓ **Impacto en las personas adultas durante la mañana:** La implementación del SFD ha cambiado las costumbres de las personas adultas, en la actualidad se levantan más temprano, y ellos manifiestan que el cambio se debe a que en la actualidad se puede realizar cualesquier actividad gracias a la energía proporcionada por el SFD, las mismas que no se podían realizar antes de la ejecución del proyecto.



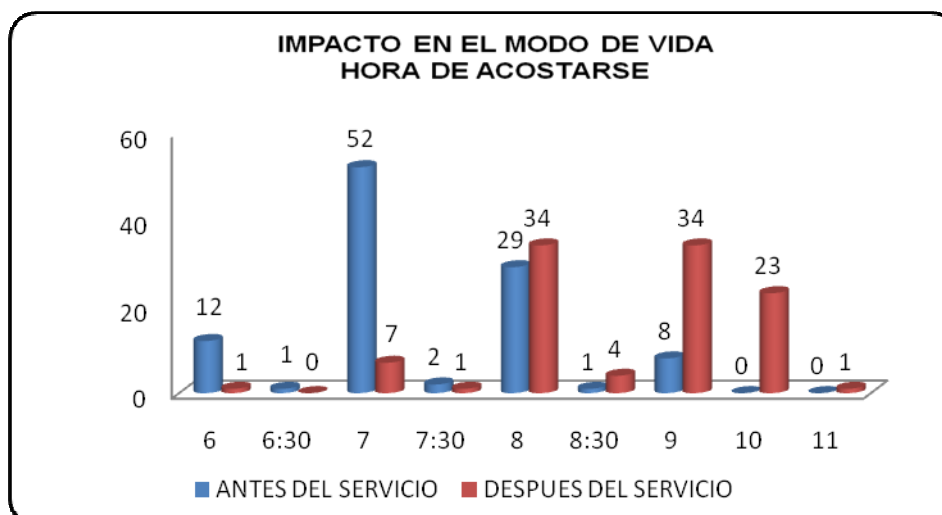
- ✓ **Impacto en los niños durante la mañana:** La implementación del SFD ha cambiado las costumbres en los niños, en la actualidad se levantan más temprano, generalmente para realizar sus tareas escolares.



- ✓ **Impacto en las personas adultas durante la noche:** En la actualidad se acuestan a dormir más tarde, el tiempo adicional en la noche se utiliza, para realizar actividades productivas, compartir en familia o para el entretenimiento.

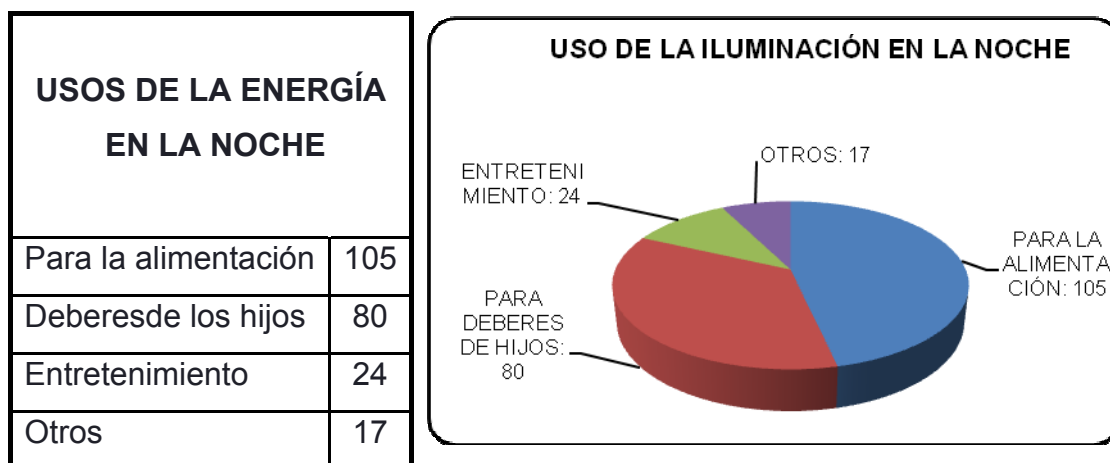


- ✓ **Impacto en los niños durante la noche:** Durante la noche los niños pueden realizar sus tareas escolares, compartir en familia o simplemente jugar, por esta razón en la actualidad los niños se acuestan a dormir más tarde.



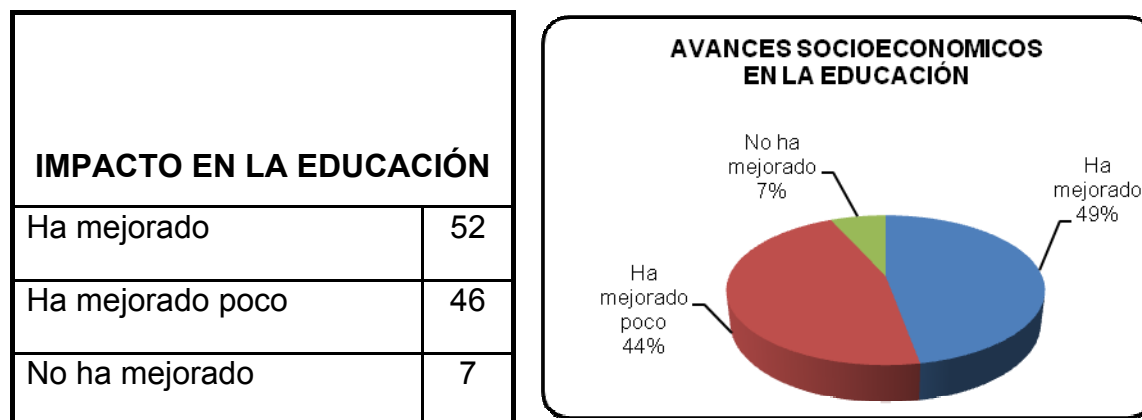
6.1.1.7 USOS DE LA ENERGÍA EN LA NOCHE

La energía durante la noche se emplea para: la alimentación, para que los niños realicen sus tareas escolares, para el entretenimiento (ver películas, escuchar música, etc.) y para realizar cualesquier otra actividad, que no podían realizar antes de la implementación del sistema fotovoltaico.



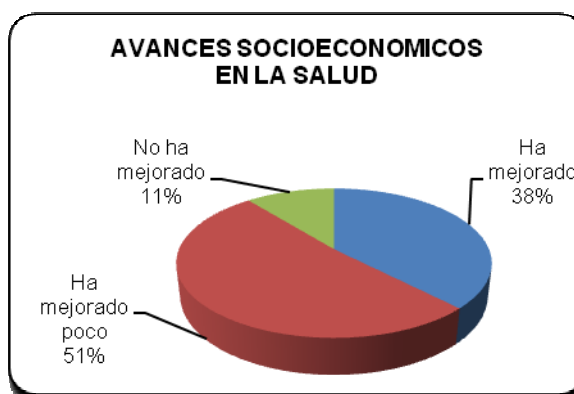
6.1.1.8 AVANCES SOCIOECONÓMICOS

- ✓ **Impacto en la Educación después de la implementación del SFD:** Los encuestados consideran que la educación ha mejorado, en la actualidad en las escuelas tienen la oportunidad de familiarizarse con el uso de la computadora.



- ✓ **Impacto en la Salud después de la implementación del SFD:** La salud ha mejorado en los hogares ya no se respira aire contaminado, en la actualidad se ha descartado el uso de mecheros a base de combustibles fósiles u otro medio contaminante del aire, para la obtención de luz.

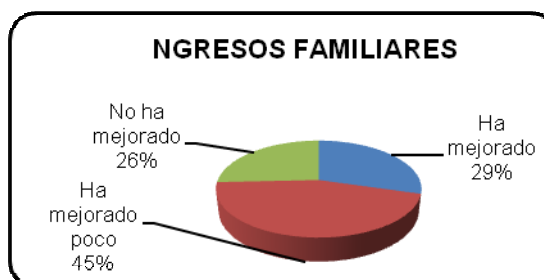
IMPACTO EN LA SALUD	
Ha mejorado	42
Ha mejorado poco	52
No ha mejorado	11



- ✓ **Los ingresos familiares después de la implementación del SFD:** El impacto en la economía no es muy apreciable, la única actividad productiva para la cual se utiliza la energía (iluminación), es para la elaboración de artesanías, pero estas son para su propia utilización.

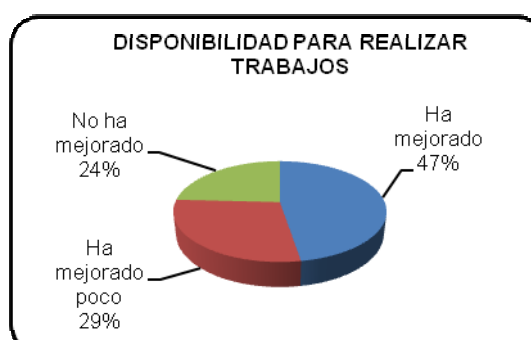
✓

INGRESOS FAMILIARES		
Ha mejorado	31	30%
Ha mejorado poco	47	45%
No ha mejorado	27	26%



- ✓ **La disponibilidad para realizar trabajos:** Ha mejorado puesto que se pueden realizar actividades productivas durante la noche o durante el día en el interior de la casa.

DISPONIBILIDAD PARA REALIZAR TRABAJOS		
Ha mejorado	49	47%
Ha mejorado poco	31	30%
No ha mejorado	25	24%



- ✓ **La comodidad en el domicilio:** Ha mejorado, en la actualidad se dispone de iluminación las 24 horas del día, basta con cerrar el circuito mediante el interruptor.

COMODIDAD EN EL HOGAR		
Ha mejorado	70	67%
Ha mejorado poco	31	30%
No ha mejorado	4	4%
Total	105	100%



- ✓ **La comodidad en la comunicación.**

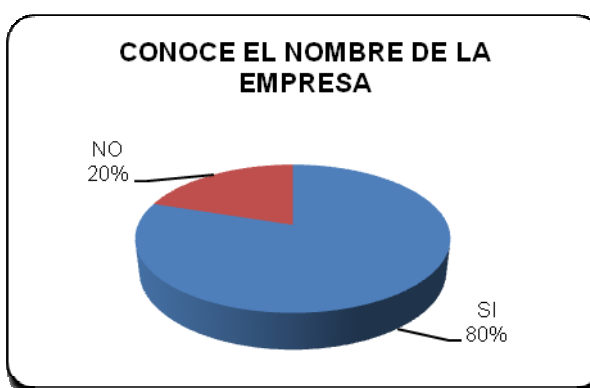
COMODIDAD EN LA COMUNICACIÓN		
Ha mejorado	49	47%
Ha mejorado poco	26	25%
No ha mejorado	30	29%
Total	105	100%



6.1.1.9 SUMINISTRO ELÉCTRICO

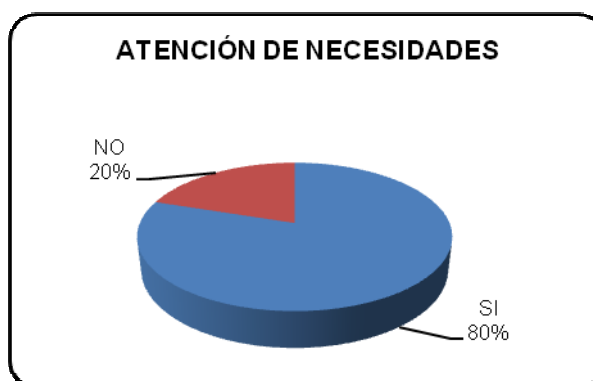
- ✓ **Conoce el nombre de la empresa que presta el servicio.**

CONOCE EL NOMBRE DE LA EMPRESA		
Si	84	80%
No	21	20%
Total	105	100%



- ✓ **La CENTROSUR ha atendido sus necesidades:** El 80% de los encuestados responden que la CENTROSUR ha atendido las necesidades de las comunidades, proporcionando el mantenimiento de los SFD instalados, pero el 20% percibe que la empresa no los ha atendido, porque existen sistemas que han presentado fallas las cuales no se han podido corregir hasta la fecha, 12 de agosto del 2011.

LA CENTROSUR ATENDIÓ SUS NECESIDADES		
Si	84	80%
No	21	20%
Total	105	100%



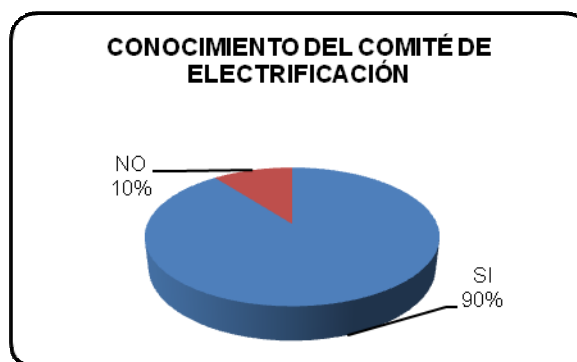
- ✓ **Conocimiento de la propiedad de los equipos:** La mayor parte de beneficiarios encuestados no sabe o no tiene claro, quién es el dueño del SFV instalado en su domicilio.

CONOCIMIENTO DE LA PROPIEDAD DE EQUIPOS		
Si	49	47%
No	56	53%
Total	105	100%



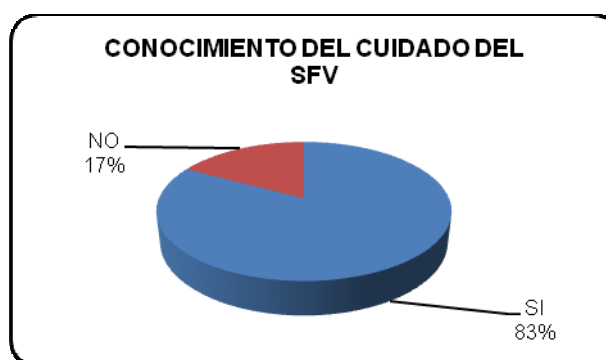
✓ Conoce sobre el comité de electrificación.

CONOCIMIENTO DEL COMITÉ DE ELECTRIFICACIÓN		
Si	94	90%
No	11	10%
Total	105	100%



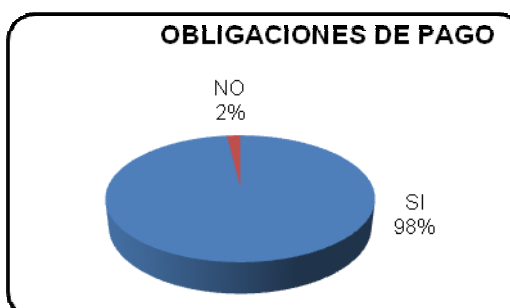
✓ Conoce sobre el cuidado de los SFV.

CONOCIMIENTO DEL CUIDADO DEL SFV		
Si	87	83%
No	18	17%
Total	105	100%



✓ Conoce sus obligaciones de pago por el servicio.

OBLIGACIONES DE PAGO		
Si	103	98%
No	2	2%
Total	105	100%



✓ **Tiene dificultad en el pago del servicio.**

TIENE DIFICULTAD PARA REALIZAR EL PAGO DEL SERVICIO		
Si	6	6%
No	99	94%
Total	105	100%



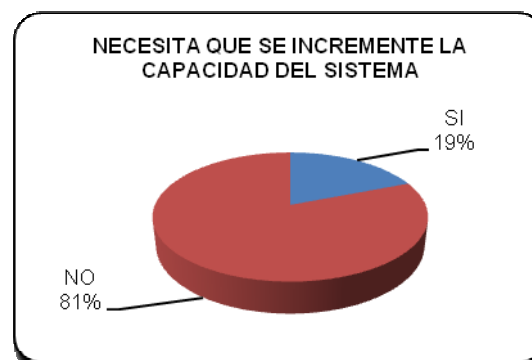
- ✓ **Porqué tiene dificultad en el pago por servicio:** La principal dificultad que tienen los beneficiarios para realizar el pago de la cuota mensual por consumo, se debe a la falta de ingresos.

ESPECIFICACIÓN DE LA DIFICULTAD		
Falta de ingresos	4	67%
No responde	2	33%
Total	6	100%



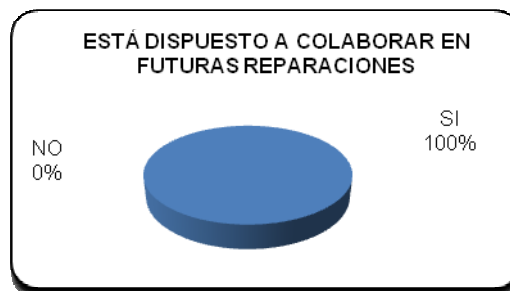
- ✓ **Percibe la necesidad de incrementar la capacidad del sistema.** Los beneficiarios que perciben esta necesidad, son aquellos que disponen de una fuente de ingresos económicos propia, y tienen planificado la adquisición de equipos de consumo tales como: refrigerador, computador, licuadora, etc.

NECESITA QUE SE INCREMENTE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA		
Si	20	19%
No	85	81%
Total	105	100%



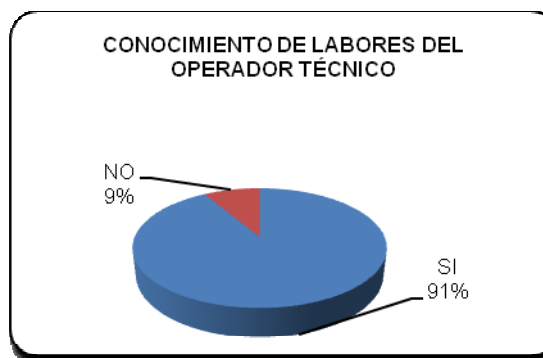
- ✓ Está dispuesto a colaborar en futuras reparaciones.

ESTÁ DISPUESTO A COLABORAR EN FUTURAS REPARACIONES		
Si	105	100%
No	0	0%
Total	105	100%



- ✓ Conoce las labores del técnico comunitario.

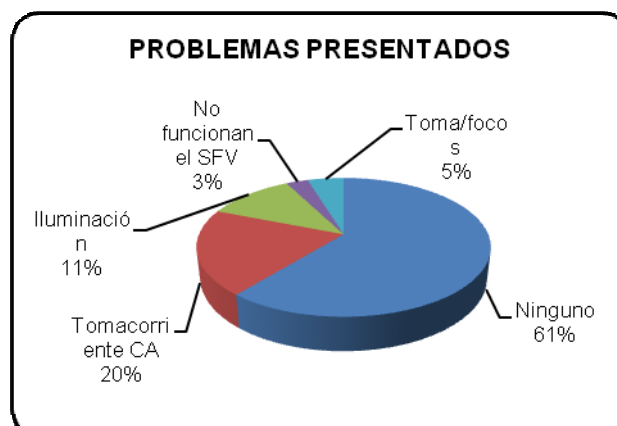
CONOCE LAS LABORES DEL TÉCNICO COMUNITARIO		
SI	96	91%
NO	9	9%
Total	105	100%



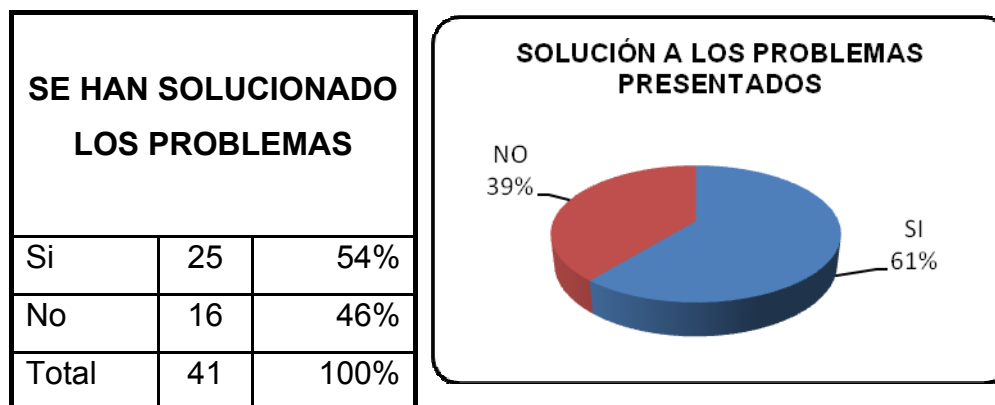
6.1.1.10 PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS SFV

A continuación se citan los problemas que se han presentado, desde la implementación del sistema hasta la fecha 12 de agosto del 2011.

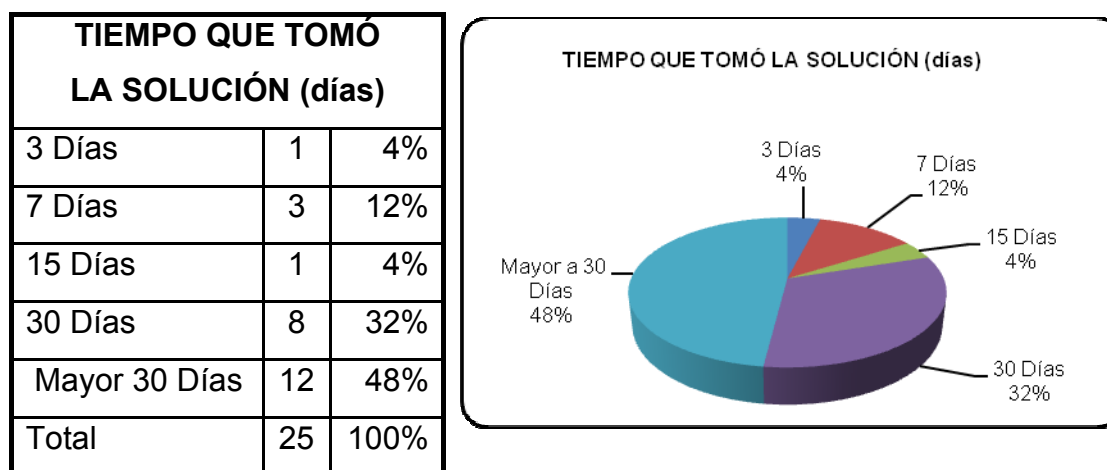
PROBLEMAS PRESENTADOS		
Ninguno	64	61%
NO FUNCIONA		
El tomacorriente CA	21	20%
La iluminación	12	11%
El SFV	3	3%
El tomacorriente y los focos.	5	5%



- ✓ **Solución a los problemas presentados:** de los 105 beneficiarios encuestados, 41 contestan que ha tenido algún problema en el sistema instalado, 22 de ellos se han solucionado, pero 19 problemas no se han podido solucionar.

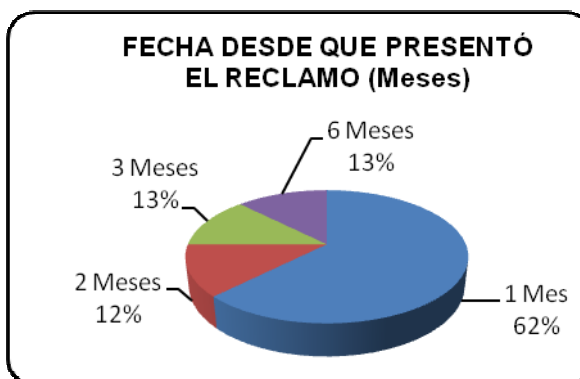


- ✓ **Que tiempo tomó en solucionarse el problema:** La mayor cantidad de problemas se ha solucionado en un tiempo mayor a 30 días, esto se debe a la distancia y a la dificultad para acceder a las comunidades.



- ✓ **Fecha desde que se presentó el problema:** Especificación del tiempo durante el cual el sistema presenta una falla y no se ha podido solucionar, entonces la falla persiste y el sistema no funciona normalmente.

FECHA DESDE QUE PRESENTÓ EL RECLAMO (meses)		
1 Mes	10	63%
2 Meses	2	13%
3 Meses	2	13%
6 Meses	2	13%
Total	16	100%



6.2 BENEFICIOS DE LOS SFD

- ✓ La implementación de los SFD, correspondientes a la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, ha propiciado el acceso a un servicio básico de los habitantes de 15 comunidades beneficiarias del proyecto.



Ilustración 6.2. En la izquierda, viviendas con el SFD implementado. En la derecha, niños que habitan en la comunidad de Numbay, beneficiaria del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

- ✓ Los beneficiarios en la actualidad tienen la facilidad de gozar en sus domicilios de: iluminación, escuchar música, ver películas, etc., derechos que estuvieron privados hasta la implementación del SFD, ilustración 6.3.
- ✓ Los niños y jóvenes que asisten a un centro educativo tienen la oportunidad de acceder a un centro de cómputo, familiarizarse con el uso de computadores, y estar relacionados con los avances tecnológicos, como se puede apreciar en la parte izquierda de la ilustración 6.4.



Ilustración 6.3. Beneficios de la implementación del SFD: iluminación, música, TV.

- ✓ Durante la noche, los niños y jóvenes pueden estudiar y realizar sus tareas escolares, como se muestra en la parte derecha de la ilustración 6.4.



Ilustración 6.4. Derecha; un niño utilizando un computador en la escuela, izquierda; niños realizando sus tareas escolares durante la noche.

- ✓ Se ha logrado evitar la quema de leña para la obtención de luz, reduciendo también la contaminación del aire, elemento vital para la supervivencia humana.
- ✓ Los padres de familia pueden realizar diversas actividades, ya sean productivas o domésticas.
- ✓ En las comunidades pueden disponer de equipos de amplificación para: utilizar la amplificación durante el desarrollo de las reuniones, charlas, capacitaciones, programas culturales, deportivos, festividades, etc.



Ilustración 6.5. Utilización de equipos de amplificación durante reuniones.

- ✓ La implementación de los SFv, ha bloqueado el uso de motores diesel para la generación eléctrica, en la ilustración 6.6 se muestra dos motores que en la actualidad dejaron de funcionar debido a la implementación de los SFD.



Ilustración 6.6. Motores de combustión interna usados para la generación eléctrica.

6.3 PROBLEMAS POR RESOLVER

Existen diferentes tipos de problemas que afectan a las comunidades beneficiadas por la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, entre ellos se tiene: los problemas sociales, organizacionales, ambientales, etc.

6.3.1 PROBLEMAS SOCIALES

A los problemas sociales se entienden como el conjunto de males que afligen a ciertos sectores de la sociedad. Estos se dan por la evolución y el crecimiento de la sociedad, por lo que se dan conflictos entre quienes poco o nada tienen y aquellos que cuentan con algo o mucho más.

Se pueden citar varios problemas sociales que acechan a las comunidades beneficiadas por la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, los problemas aunque sean muy pequeños, afectan a todos sus habitantes y por ende a la sociedad, entre se tiene los siguientes:

- ✓ Falta de planificación familiar.
- ✓ Inaccesibilidad a servicios básicos.
- ✓ El desempleo.
- ✓ La pobreza.
- ✓ Enfermedades, epidemias.
- ✓ Migración.
- ✓ Analfabetismo.

6.3.2 PROBLEMAS ORGANIZACIONALES

Las comunidades en su mayoría, carecen de una buena organización, siguen viviendo completamente aislados de la civilización, siguiendo sus costumbres ancestrales, no tienen un líder capaz de inculcar en sus comunidades nuevas costumbres, tales como: el trabajo en comunidad, actividades productivas (agrícolas, ganaderas, artesanales, etc.), para que conjuntamente puedan salir del aislamiento, estableciendo relaciones comerciales entre las comunidades y los centros poblados o las ciudades cercanas en donde puedan comercializar sus productos, y a la vez realizar la compra de nuevos productos de consumo básico, vestido, medicinas, herramientas, etc.

Existen muchas oportunidades de solicitar créditos; agrícolas, ganaderos, etc., por medio de diferentes instituciones gubernamentales, ONG, como ya lo han hecho ciertas comunidades, las mismas que han logrado un progreso

continuo, mejorando principalmente su calidad de vida, y disponen de una fuente de ingresos, que los permitirá seguir progresando día tras día.

6.3.3 PROBLEMAS AMBIENTALES

En general no existen problemas ambientales de consideración, únicamente son los referentes al mal manejo de los desechos, de ciertos productos que han sido utilizados o han terminado su vida útil, los problemas de deforestación son mínimos, la tala de árboles se lo realiza únicamente para la: construcción de las viviendas, canoas y para la cocción de alimentos.

6.3.3.1 MAL MANEJO DE LOS DESECHOS

Para la explotación de madera y el transporte fluvial, se utilizan motores que funcionan a base de combustible fósil (gasolina) y aceite. Los recipientes plásticos que contienen los aceites son arrojados al río o en los terrenos cercanos, no son reciclados, además contienen residuos de aceite que contamina el agua de los ríos y el terreno en donde son arrojados, afectando a una gran diversidad de especies marinas que habitan en los ríos de la zona y directamente a una de las fuentes de empleo como es la pesca.

6.3.3.2 PROBLEMAS DE FLORA Y FAUNA

La flora local ha sido afectada por la constante recolección y comercialización de plantas silvestres, como es el caso de las orquídeas.

La fauna es afectada por la captura y comercialización de animales silvestres como: monos, loros, etc.

Otro problema que afecta a la fauna local, es la cacería y pesca diaria de especies nativas para autoconsumo (alimentación). En la actualidad debido al crecimiento de la población se necesita mayor cantidad de alimentos, esto ha ocasionado que

varias especies de animales ya no se los encuentren fácilmente, entre ellos están: venado, sahino, danta, jaguar, guanta, bagre, tigre de río, etc.

6.3.4 PROBLEMAS POR RESOLVER EN LOS SFD INSTALADOS

Durante la evaluación de las instalaciones fotovoltaicas, se encontró diferentes problemas que se necesitan solucionar, básicamente corresponden al incumplimiento de las diferentes cláusulas establecidas entre la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y los beneficiarios, además existen otros problemas que se detectaron durante las visitas realizadas, los mismos que se detallan a continuación.

6.3.4.1 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Tercera: instalación y modificaciones del servicio. Esta cláusula se infringió porque: la CENTROSUR instaló el SFD a usuarios que aún no realizaron el depósito de garantías (escuelas y casas comunales), se detectó el intercambio de baterías entre dos beneficiarios (comunidad de San Juan).

Cuarta: consumo y forma de pago. Incumplimiento de esta cláusula porque: No se ha cancelado la cuota mensual por concepto del consumo de energía eléctrica, de los primeros seis meses, de los sistemas instalados en las escuelas, además de seis abonados que manifiestan tener problemas para realizar el pago, por falta de ingresos.

Séptima: infracciones contractuales, penales y sanciones. No se han aplicado las sanciones por las infracciones; se encontró que dos beneficiarios forzaron la seguridad del gabinete, manipularon los equipos instalados en su interior, por esta razón estos sistemas no están funcionando correctamente o dejaron de funcionar.

Además se detectó que un beneficiario instaló el circuito de iluminación directamente desde la batería.

Décima: derechos y obligaciones del (de la) consumidor (a):

- ✓ Existen usuarios que han excedido la capacidad máxima de consumo disponible, instalando cargas de potencia superior a la máxima prevista, reflejado en la quema de fusibles.
- ✓ Varios usuarios, quieren utilizar la energía de acuerdo a lo que necesiten, por ello solicitan que se cambien los fusibles instalados por otros de mayor capacidad, o simplemente que se los conecte directamente.

6.3.4.2 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS AL COMITÉ DE ELECTRIFICACIÓN.

Cuarta: compromiso del comité.

- ✓ El Comité **NO** ha realizado la adecuación de un local con mobiliario para las actividades encomendadas al Operador Administrativo Comunitario.

6.3.4.3 INFRACCIÓN A LAS CLÁUSULAS DEL: CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS TÉCNICOS AL COMITÉ DE ELECTRIFICACIÓN.

Tercera: objeto del contrato

- ✓ Los técnicos comunitarios **NO** llevan un registro de mantenimiento de cada sistema instalado.
- ✓ Los técnicos comunitarios **NO** han proporcionado el mantenimiento preventivo básico del sistema.
- ✓ **No** entregan en informe de actividades realizadas en forma trimestral a la CENTROSUR.

6.3.4.4 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL SFD

- ✓ Los técnicos comunitarios no están bien capacitados, no tienen claro el funcionamiento del sistema, en especial ignoran la función que cumplen las protecciones dentro de un sistema eléctrico.
- ✓ Los técnicos comunitarios no disponen de un formato, para llevar un registro de la información referente al mantenimiento realizado.
- ✓ Falta de capacitación a los niños que pertenecen a la comunidad, relacionado con la importancia del sistema y de los cuidados que debe darse al mismo.
- ✓ Los insectos se han impregnado en los focos, ensuciándolos y provocando que el grado de iluminación disminuya, por la falta de mantenimiento de las luminarias, como se aprecia en la ilustración 6.7.
- ✓ Los beneficiarios pretenden modificar las instalaciones o incrementar el número de luminarias instaladas por domicilio, cambiar los fusibles por otros de mayor capacidad, etc.



Ilustración 6.7. Se presenta un foco instalado en una vivienda beneficiada del proyecto “Yantsa ii Etsari”, en el cual se divisa la suciedad e insectos impregnados

- ✓ Se encontró interruptores rotos, a consecuencia de golpes recibidos.



Ilustración 6.8. Interruptores rotos por golpes recibidos, fotografía captada en dos casas beneficiadas del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

- ✓ Se han presentado problemas en las boquillas, ocasionando deficiencias en la iluminación, por ello se recomienda instalar accesorios de buena calidad.



Ilustración 6.9. Boquilla defectuosa y realización del mantenimiento correctivo.

- ✓ Para evitar que el agua que descende por el cable de acometida hacia el gabinete, se colocó una goma hermética que evita la filtración del agua, pero se ha vulnerado la estética de las instalaciones.

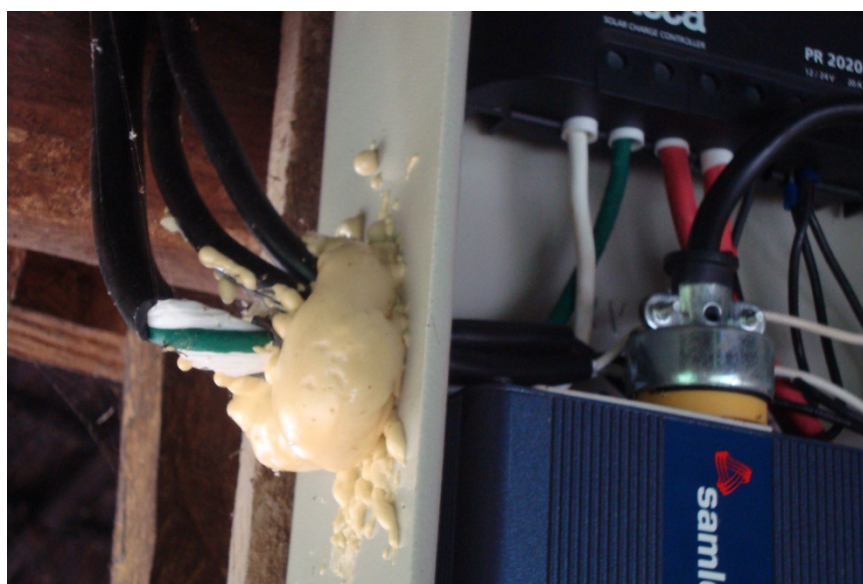


Ilustración 6.10. En esta fotografía se puede apreciar la goma hermética que se colocó para evitar la filtración de agua hasta el gabinete.

- ✓ Existen casas que tienen instalado el SFD, pero en la actualidad están deshabitadas.



Ilustración 6.11. Se puede apreciar una casa deshabitada que tiene implementado el SFD.

- ✓ No se ha realizado el mantenimiento básico del sistema, detección de sombras o análisis periódico de sombras.



Ilustración 6.12. Se aprecia una posible sombra que no ha sido eliminada.

- ✓ Durante la realización de las instalaciones eléctricas interiores no se han cuidado la estética, no se ha sujetado correctamente el cable a las paredes, los conductores no están rectos, etc.



Ilustración 6.13. Instalaciones eléctricas interiores realizadas sin mantener la estética.

- ✓ La caja de equipos es muy pequeña, no permite que los equipos sean instalados con la suficiente separación para permitir el enfriamiento y facilitar las tareas de mantenimiento.



Ilustración 6.14. Equipos instalados en el gabinete sin la suficiente separación.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

Luego de realizar el estudio de la **“Normativa para los diferentes elementos que conforman un sistema fotovoltaico doméstico (SFD)”**, y los sistemas fotovoltaicos implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, se concluye que en los sistemas implementados, se ha cumplido los parámetros establecidos en la normativa vigente, tanto en lo referente a las características técnicas de los equipos y a las recomendaciones proporcionadas por la CENTROSUR en lo referente al emplazamiento de equipos e instalaciones eléctricas.

En la normativa elaborada por la CENTROSUR, se han considerado los requerimientos técnicos establecidos en las normas internacionales para sistemas fotovoltaicos, entonces todos los equipos, accesorios y materiales utilizados en los sistemas fotovoltaicos implementados cumplen tanto las normas nacionales e internacionales.

La CENTROSUR, a través de la Unidad de Energías Renovables, ejecutó los estudios pertinentes para determinar dentro de su área de concesión, aquellas comunidades que no disponían de energía eléctrica y el número de familias a electrificar. Con la información obtenida los ingenieros de la UER – CENTROSUR, realizaron el diseño básico de suministro eléctrico a través de un sistema fotovoltaico domiciliario para una vivienda típica de la comunidad Shuar.

La recopilación de la información de campo, permitió elaborar la **“Normativa para los diferentes elementos que conforman un sistema fotovoltaico doméstico (SFD)”**, marco sobre el cual se ejecutó la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

La implementación de los SFD en las comunidades beneficiadas de la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, ha brindado la oportunidad de tener acceso a un servicio básico como es la electrificación, a varias familias rurales aisladas ubicadas dentro del área de concesión de la CENTROSUR, quienes han estado excluidas de este servicio, principalmente por su ubicación geográfica y situación económica.

En la actualidad con la implementación de los SFD, los niños que asisten a la escuela tienen la oportunidad de gozar de algún nivel de comodidad puesto que en algunas comunidades se logró iluminar las aulas, así como hacer sus tareas en las noches. Además en varias escuelas se están familiarizando con el uso de computadores y en el futuro planifican la inclusión del internet.

La población beneficiaria del SFD, en su mayoría formada por niños y jóvenes, en la actualidad disfrutan de las ventajas que ofrece la energía eléctrica dentro de sus domicilios:

- ✓ Luz (iluminación) las 24 horas de día, con solo cerrar el circuito mediante un interruptor, la cual es usada dentro del hogar para realizar actividades productivas, preparación de alimentos, entretenimiento, compartir en familia, etc. y los niños y jóvenes estudiantes pueden realizar sus tareas escolares.
- ✓ En las viviendas existe la posibilidad de usar una radio, TV/DVD, computador, etc., aportando a que las antes oscuras viviendas ahora puedan convertirse en sitios con un mayor grado de comodidad.

Los beneficiarios de la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, sienten que la inclusión del sistema fotovoltaico en sus domicilios, ha cambiado su forma de vida, se sienten dignos de saber que disponen de energía eléctrica en sus domicilios, antes era un privilegio disponer de luz todo el día, en la actualidad disponen de ella a un costo asequible incluso inferior a lo que normalmente invertían en la adquisición de combustible para los mecheros o en la compra de velas, que además contaminaban el ambiente interior de la vivienda.

La CENTROSUR, ha atendido y sigue atendiendo a las necesidades de cada beneficiario, proporcionando el mantenimiento correctivo del sistema, reemplazando los equipos y accesorios dañados o los que terminaron su vida útil, capacitando a los

técnicos comunitarios, concientizando a los beneficiarios sobre los cuidados y usos que debe y puede dar al sistema, etc.

7.2 RECOMENDACIONES

Los sistemas implementados en la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”, satisfacen las necesidades energéticas de las familias beneficiarias, la mayoría de los sistemas se han implementado acogiendo lo que establece la normativa. Sin embargo, en casos puntuales se ha debido aplicar criterios específicos sobre situaciones particulares con respecto al número de luminarias especificado en el diseño, además de otras situaciones observadas en las que por diversas circunstancias no se cumplieron todas las recomendaciones estipuladas en la normativa (por ejemplo: instalaciones eléctricas y emplazamiento de equipos). Es necesario que la Unidad de Energías Renovables, recopile las observaciones que cada uno de los contratistas elabora al momento de la instalación de los SFV para que estos puedan ser analizados e incorporados en la normativa, de ser el caso.

El mantenimiento preventivo básico del sistema, se ha encomendado al comité de electrificación y al técnico comunitario de cada comunidad, observando que en general carecían de una planificación de actividades, situación que podría afectar al funcionamiento de los equipos. En casos aislados se pudo evidenciar problemas en la operación de los sistemas que pudieron ser evitados oportunamente. Se recomienda que la Unidad de Energías Renovables realice inspecciones y reuniones de capacitación periódicamente a la comunidad y a los técnicos con la finalidad de recordarles las obligaciones que han adquirido y que el cumplimiento de los mismos redundará en la continuidad del servicio y en la vida útil del sistema.

Se debe recordar que un mantenimiento mayor requiere ser realizado al menos una vez al año mediante personal técnico de la Distribuidora o bien esta lo delegue a un profesional especializado en la rama. De esta manera se podrá prevenir el envejecimiento prematuro los equipos e instalaciones.

En este sentido, el mantenimiento preventivo de estos sistemas es una actividad que de ninguna manera debería descuidar la distribuidora. El principal problema luego de

la salida de operación de un sistema es el tiempo necesario para la reposición del servicio, este se prolonga puesto que las comunidades están ubicadas en lugares de difícil acceso.

Se recomienda hacer uso de este documento para:

- ✓ Realizar la elaboración, fiscalización y evaluación de sistema fotovoltaicos residenciales, desarrollados por la CENTROSUR C. A.
- ✓ Como material de ayuda para promover la capacitación y formación de profesionales técnicos en energía solar fotovoltaica.
- ✓ Para la capacitación de técnicos comunitarios, beneficiarios, etc.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía

- Albornoz, E. (2011). *Presente y Futuro de las Energías Renovables y Eficiencia Energética en el Ecuador. Primer Seminario de Energía Renovable y Ambiente*. Cuenca: Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Azuay CIELA.
- Balarezo, R. (2010). *Instructivo de Montaje del Sistema Fotovoltaico Aislado Residencial (SFVAR)*. Cuenca, Ecuador: ENERPRO.
- Carrillo, G. (2007). *Protecciones Eléctricas*. Bucaramanga.
- CENTROSUR. (2010). *CONSULTORÍA PARA EL ASESORAMIENTO ESPECIALIZADO EN LA ELABORACIÓN DE UNA NORMATIVA ENFOCADA AL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN MEDIANTE EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES*. Cuenca, Ecuador.
- CENTROSUR. (2010). *EVALUACIÓN DE CARGOS*. Cuenca, Ecuador.
- CENTROSUR. (2010). *Normativa para la Implementación de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD)*. Cuenca, Ecuador.
- CENTROSUR. (2010). *Pliegos Solar Fotovoltaica Contratación de Mano de Obra*. Cuenca, Ecuador: CENTROSUR.
- CENTROSUR. (2011). *MANUAL BÁSICO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. Cuenca, Ecuador.
- CENTROSUR. (2011). *PLIEGOS PARA CONTRATACIÓN DIRECTA*. Cuenca, Ecuador.
- CONELEC. (s.f.). *Estadísticas del Sector Eléctrico*. Recuperado el 25 de Enero de 2012, de <http://www.conelec.gob.ec/indicadores/>.
- CONELEC. (s.f.). *Plan Maestro de Electrificación 2009-2020*. Recuperado el 21 de Mayo de 2011, de <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4171&l=1>
- Departamento de Electricidad - Mantenimiento Eléctrico. (2009). *Cables Eléctricos*. Bolívar, Venezuela.
- Díaz, P. (2003). *Tesis Doctoral - Confiabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos: Aplicación a la Electrificación Rural*. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid: Escuela Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones.
- Ente Vasco de la Energía. (2000). *La energía Solar Fotovoltaica en el País Vasco* (1 ed.). Bilbao, España: Ente Vasco de la Energía.
- FEDETA. (2008). *Amazonía: Energías Renovables, Electrificación Rural y Desarrollo Humano Sostenible. Seminario Regional de Energías Renovables*, (págs. 3-23). Quito y Coca.

Gasquet, H. (2004). *CONvesrión de la luz en enenergía eléctrica*. Texas.

Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN. (2009). *Sistemas de Generación con Energía Solar Fotovoltaica para Sistemas Aislados y Conexión a Red hasta 100 KW en el Ecuador*. Quito, Ecuador.

International Energy Agency IEA. (2010). *Photovoltaic Power System Programme*. Montreal.

Jutglar, L. (2004). *Energía Solar*. Barcelona, España: CEAC.

MCA Battery Manufactures Co., Ltda. (s.f.). *NP150-12 (12V150Ah)*. Recuperado el 2 de Septiembre de 2011, de <http://www.mca-battery.com>.

Méndez, J., Cueva, R., & S.A.U., E. I. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica* (2 ed.). Mdrid, España: Fundación Confemetal (FC).

Ministerio de Energía y Minas de Perú. (2007). *Guía de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos*. Lima, Perú: Dirección General de Electricidad.

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2006). *Dirección Ejecutiva de Proyectos*. Lima.

Quezada, M. (28 de Mayo de 2009). *El espectro Electromagnético*. Recuperado el 8 de Julio de 2011, de <http://www.slideshare.net/latiatuca/espectro-electromagnetico>

SAMLEX AMERICA. (s.f.). *SA-150, SA-300 Series - Pure Sine Wave Inverter - User's Manual*. Recuperado el 25 de Agosto de 2011, de <http://www.samlexamerica.com/>.

Sánchez, A., & Matute, J. (2011). *Actividades de la Unidad de Energías Renovables de la CENTROSUR (UER)*. Cuenca, Ecuador.

Sánchez, S. (2004). *Energías Renovables Conceptos y Aplicaciones*. Quito, Ecuador: Ministerio de Energía y Minas, World Wildlife Fund y Fundación Natura.

Sánchez, S. (2010). *Soluciones Técnicas Integrales ENERPRO Cía. Ltda*. Quito, Ecuador.

Sánchez, S. (2010). *Texto de Consulta Solar Fotovoltaica*. Madrid, España: ENERPRO.

STECA TAROM. (s.f.). *Manual de Instrucciones*. Recuperado el 21 de Junio de 2011, de <http://www.stecasolar.com>.

SUNDAYA. (s.f.). *Specifications sheet*. Recuperado el 14 de Septiembre de 2011, de <http://www.sundaya.com>.

Zhejian Hengji PV tech energy Co., Ltda. (s.f.). *Products Datasheet*. Recuperado el 13 de Octubre de 2011, de <http://www.hjsolarpv.com>.

DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

CENTROSUR. <http://www.centrosur.com.ec/>

CONELEC. <http://www.conelec.gob.ec/>

MEER. <http://www.mer.gob.ec/>

CENACE <http://www.cenace.org.ec/>

SUNDAYA. <http://www.sundaya.com/>

SAMLEX AMÉRICA. <http://www.samlexamerica.com/>

Zhejiang Hengji PV Tech Energy. <http://www.hjsolarpv.com>.

BATERIAS MCA. <http://www.mca-battery.com>.

Asociación de la Industria Fotovoltaica. <http://asif.org/>

FEDETA. <http://www.fedeta.org>.

Ente Vasco de la Energía. <http://www.eve.es/>

ENERPRO. <http://www.enerpro.com.ec/>

Asociación de la Industria Fotovoltaica ASIF. <http://asif.org/>

Centro de Estudios de la Energía Solar. <http://www.censolar.es/>

SOLARTRONIC. <http://www.solartronic.com/>

PROMEC: <http://www.promec.es/>

ANEXOS

ANEXO 1

POSICIÓN RELATIVA DEL SOL EN MORONA SANTIAGO PARA LOS DÍAS DE SOLSTICIO Y EQUINOCIO									
Latitud de la zona $\phi =$ -2,63333 Huso horario de la zona $\lambda =$ -75 Longitud de la zona $\lambda_s =$ -78,8333									
Fecha	Día d_n	Hora TO	Ang.diar. Γ	Ec.tiem. Et	TSV	Ang.hor. ω	Decl.so. δ	Alt.solar γ	Acimut ψ
21mar	80	6	77,91781	-7,86194	-6,38659	-95,7988	-0,40365	-5,77389	-89,3274
		8			-4,38659	-65,7988		24,19369	-90,741
		10			-2,38659	-35,7988		54,14706	-92,9581
		12			-0,38659	-5,79881		83,78954	-110,944
		14			1,613412	24,20119		65,70644	94,86171
		16			3,613412	54,20119		35,77702	91,40103
		18			5,613412	84,20119		5,811167	89,86203
22-jun	173	6	169,6438	-1,54411	-6,28129	-94,2194	23,44805	-4,91686	-113,319
		8			-4,28129	-64,2194		22,35275	-116,719
		10			-2,28129	-34,2194		47,69088	-129,963
		12			-0,28129	-4,21936		63,59676	-171,269
		14			1,71871	25,78064		53,7992	137,5005
		16			3,71871	55,78064		29,80811	119,0403
		18			5,71871	85,78064		2,817001	113,6459
23sep	266	6	261,3699	7,639202	-6,12824	-91,9235	-1,00887	-1,87482	-88,9032
		8			-4,12824	-61,9235		28,092	-90,2618
		10			-2,12824	-31,9235		58,05277	-92,3179
		12			-0,12824	-1,92353		87,48309	-130,162
		14			1,871765	28,07647		61,89197	92,79119
		16			3,871765	58,07647		31,93492	90,4525
		18			5,871765	88,07647		1,967576	89,08001
22-dic	356	6	350,137	1,708289	-6,22708	-93,4063	-23,4446	-2,07304	-66,4088
		8			-4,22708	-63,4063		25,37562	-65,2287
		10			-2,22708	-33,4063		51,56767	-54,3532
		12			-0,22708	-3,40626		68,9292	-8,72078
		14			1,772916	26,59374		56,90807	48,78383
		16			3,772916	56,59374		31,52467	63,95811
		18			5,772916	86,59374		4,170933	66,67252

Tabla A 1.1. Posición relativa del Sol en Morona Santiago para los días de solsticio y equinoccio.

ALTURA MÁXIMA DEL SOL EN EL CENTRO DE LA PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO PARA LOS DÍAS DE SOLSTICIO Y EQUINOCCIO

Latitud de la zona $\phi = -2,63333$

Huso horario de la zona $\lambda = -75$

Longitud de la zona $\lambda_s = -78,8333$

Fecha	Día d_n	Hora TO	Ang.diar. Γ	Ecuat. Et	TSV	Ang.hor. ω	Decl.so. δ	Alt.solar γ	Acimut ψ
21mar	80	12,4	77,91781	-7,86194	0	0	-0,40365	87,77032	0
22-jun	173	12,3	169,6438	-1,54411	0	0	23,44805	63,91862	0
23sep	266	12,1	261,3699	7,639202	0	0	-1,00887	88,37554	0
22-dic	356	12,2	350,137	1,708289	0	0	-23,4446	69,18876	0

Tabla A1. 2 Altura máxima del sol en el centro de la provincia de Morona Santiago para los días de solsticio y equinoccio.

ANEXO 2

NORMATIVA PARA LOS DIFERENTES ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DOMESTICO (SFD)

INTRODUCCIÓN

La normativa presentada a continuación se basa en estándares desarrollados en los últimos años por diferentes organizaciones y que han sido adaptados a la realidad ecuatoriana y específicamente al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS). Para el efecto, se ha creído conveniente diferenciar los requisitos obligatorios de los requisitos recomendados que deben cumplir cada componente de un SFD.

Requisitos obligatorios: Prioridad, (P1). Son aquellos que pueden afectar directamente a la seguridad o a la confiabilidad de la instalación. Su falta de cumplimiento puede acarrear daños personales o fallos del SFD, y por lo tanto constituyen un grupo mínimo de requisitos que deben ser satisfechos en cualquier lugar y situación.

Requisitos recomendados: Prioridad 2, (P2). Son aquellos que normalmente conducen a optimizar los sistemas y contribuyen a la calidad de la instalación. La mayoría son de aplicación universal y de su incumplimiento se pueden derivar en incremento en los costos o detrimento de la calidad. Sin embargo, su aplicación debe ser analizada en cada caso, dependiendo de las condiciones locales específicas.

NOMENCLATURA

Para la instalación de un SFD, se plantea utilizar un código con la siguiente nomenclatura:

- La primera letra del código “R”, corresponde a “Instalación con Energías Renovables”
- La segunda letra del código “F”, corresponde a “Sistemas Fotovoltaicos”
- La tercera letra del código corresponde a:
 - “S”: Sistemas
 - “G”: Generador Fotovoltaico
 - “E”: Estructura para soporte del panel
 - “B”: Baterías o sistema de acumulación
 - “R”: Regulador de carga
 - “L”: Luminarias
 - “C”: Cableado
 - “I”: Inversor

“M”: Montaje de la instalación

“A”: Ambientales

- La cuarta letra del código “P”, corresponde a “Prioridad”
Número: 1: Obligatorio
2: Recomendado

REQUISITOS DEL SISTEMA (S)

REQUISITOS OBLIGATORIOS (P1)

- **RFSP1-01:** Tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito por medio de fusibles, diodos, etc. Las protecciones deben afectar tanto a la línea del generador fotovoltaico como a la línea de las cargas.
- **RFSP1-02:** Los módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga e inversores, deberán estar debidamente etiquetados.
- **RFSP1-03:** Caja de elementos: entre el regulador y la distribución de corriente existirá una “caja para elementos” o tablero. Ésta debe ser de material plástico resistente, dotada de una compuerta transparente que permita visualizar los indicadores y leds de los diferentes aparatos que se encuentren en ella instalada.
- **RFSP1-04:** Se incluirá un seccionador manual o breaker de CC, capaz de soportar la máxima corriente permitida en la carga, en caso de no disponer de este aparato se lo puede remplazar por un seccionar manual y un fusible. La corriente de corte debe ser **1,3 a 1,5** veces la corriente máxima en la carga. El seccionador debe estar situado entre el regulador y el fusible.
- **RFSP1-05:** Fusible para batería, cercano al borne positivo de la batería se instalará un fusible cuya corriente de corte será entre 2 y 3 veces mayor que la correspondiente al mayor de los fusibles o breakers incluidos en los tableros de protección.

RECOMENDADOS (P2)

- **RFSP2-01:** El valor de diseño del consumo energético diario debe estar comprendido en el rango de 200 a 400 Wh/día.
- **RFSP2-02:** El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes de radiación, (junio en nuestro caso) pueda, como mínimo, igualar a la demanda de la carga.
- **RFSP2-03:** La capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir al menos 3 días de autonomía.
- **RFSP2-04:** El voltaje del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, a una temperatura ambiente igual a la máxima anual del lugar y a una irradiancia de 800 W/m^2 , $V_{\text{max}}(T_{\text{max}})$ debe estar comprendida entre 14,5V a 15 V.
- **RFSP2-05:** En los casos en que se disponga de un sistema de seguimiento manual, la correspondiente ganancia de energía colectada no debe ser considerada a efectos del dimensionamiento.
- **RFSP2-06:** En regiones con un alto nivel isoseráurico se debe instalar algún medio de protección contra descargas eléctricas (ej. pararrayos).

REQUISITOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO (G)

OBLIGATORIOS (P1)

- **RFGP1-01:** Eficiencia mayor o igual al 12%
- **RFGP1-02:** Célula tipo silicio monocristalino con capa antireflectiva
- **RFGP1-03:** El panel debe usar encapsulante E.V.A. (acetato de etileno-vinilo), en un conjunto formado por un vidrio templado anti reflexivo de alta transmisividad, en su cara frontal, y un polímero plástico (TEDLAR) en la cara posterior, que proporcione resistencia a los agentes ambientales y aislamiento eléctrico.
- **RFGP1-04:** La potencia entregada por el módulo, medida en condiciones estándar de ensayo, no será inferior a 80% en 20 años

RECOMENDADOS (P2)

- **RFGP2-01:** Módulos fotovoltaicos certificados de acuerdo a normas internacionales, tales como IEC-61215

REQUISITOS DE LA ESTRUCTURA SOPORTE (E)

OBLIGATORIOS (P1)

- **RFEP1-01:** La estructura de soporte del generador fotovoltaico debe ser capaz de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.
- **RFEP1-02:** En el caso de módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes sólo puede realizarse mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable.

RECOMENDADOS (P2)

- **RFEP2-01:** Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.
- **RFEP2-02:** El ángulo de inclinación debe estar comprendido entre 10 y 15 grados, orientado hacia el norte, en una alineación norte-sur para optimizar la captación de energía solar durante el mes de la más baja radiación promedio (junio, en nuestro caso), es decir el mes con la peor relación entre los valores diarios de la irradiación y el consumo, ambos en media mensual.
- **RFEP2-03:** Al estar ubicados cerca del ecuador geográfico, las estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.
- **RFEP2-04:** Es preferible montar los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o adosados a paredes, que hacerlo sobre los tejados.

REQUISITOS PARA LA BATERÍA (B)

OBLIGATORIOS (P1)

- **RFBP1-01:** Solo se deben utilizar baterías para aplicaciones fotovoltaicas
- **RFBP1-02:** El espesor de cada rejilla debe exceder los 2mm.
- **RFBP1-03:** La cantidad de electrolito debe exceder 1,15 lt. por vaso y por cada 100 Ah de capacidad nominal en 20-horas.
- **RFBP1-04:** La capacidad nominal de la batería en 20-horas expresada en Ah (medida a 20°C y hasta que el voltaje de un vaso llegue a 1,8 V/vaso) no debe

exceder CR veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico (medida en condiciones estándar: irradiancia igual a 1000 W/m^2 y temperatura de célula igual a 25°C). En la tabla siguiente se dan los valores de CR propuestos para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	CR	Recomendado
Tubular	20	15
SLI:		
Clásica	40	30
Modificada	40	35
Bajo mantenimiento	40	30

- **RFBP1-05:** La máxima profundidad de descarga, PDMAX, (referida a la capacidad nominal de la batería en 20-horas) no debe exceder los valores propuestos en la siguiente tabla:

Tipo de Batería	PDMAX (%)	Recomendado
Tubular	80	70
SLI:		
Clásica	50	30
Modificada	60	40
Bajo mantenimiento	30	20

- **RFBP1-06:** asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiere en más del 95 % del valor nominal.
- **RFBP1-07:** La autodescarga de las baterías a 25°C , no debe exceder el 6% de su capacidad nominal por mes, AGM, níquel cadmio

RECOMENDADOS (P2)

- **RFBP2-01:** Los separadores deben ser de polietileno microporoso.
- **RFBP2-02:** La capacidad útil de la batería, CU, (la capacidad nominal en 20 horas, multiplicada por la máxima profundidad de descarga) deberá permitir entre tres y cinco días de autonomía.
- **RFBP2-03:** La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20°C , debe exceder un cierto número de ciclos, NOC, cuando se descarga hasta una profundidad del 50%. En la Tabla siguiente se dan los valores de NOC para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	NOC
Tubular	600
SLI	
Clásica	200
Modificada	200
Bajo mantenimiento	300

- **RFBP2-04:** La densidad del electrolito no debe exceder 1.25 g/cm^3 .
- **RFBP2-05:** La corriente de gaseo, normalizada para una batería de 100 Ah, debe ser inferior a 50 mA, a 2.23 V/vaso y 20°C .

REQUISITOS DEL REGULADOR DE CARGA (R)

OBLIGATORIOS (P1)

- **RFRP1-01:** Debe tener protección contra descargas profundas.
- **RFRP1-02:** El “voltaje de desconexión de carga” debe corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga de la batería.
- **RFRP1-03:** Los voltajes de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 1\%$ (± 20 mV/vaso, o ± 120 mV/batería de 12 V) y permanecer constantes en todo el rango de posible variación de la temperatura ambiente.
- **RFRP1-04:** El “voltaje de fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 a 2,4 V/vaso, a 25 °C.
- **RFRP1-05:** En los controladores “on-off”, el “voltaje de reposición” debe estar en el rango de 2,15 a 2,2 V/vaso, a 25 °C.
- **RFRP1-06:** El “voltaje de fin de carga” y el “voltaje de reposición” mencionados más arriba deben corregirse por temperatura a razón de -4 a -5 mV/°C/vaso. (Esta especificación debe ser obligatoria-P1, solamente si se espera que las temperaturas ambientes [interiores] en las cercanías del controlador varíen significativamente a lo largo del año, más que $\pm 10^\circ\text{C}$. En caso contrario el circuito de compensación de temperatura no es necesario).
- **RFRP1-07:** Todos los terminales del regulador deben poder acomodar fácilmente cables de, al menos, 4 mm² de sección.
- **RFRP1-08:** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal ($\cong 0,5$ V para 12 V), en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas apagadas y con la máxima corriente procedente del generador fotovoltaico.
- **RFRP1-09:** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % del voltaje nominal. ($\cong 0,5$ V para 12 V) en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico.
- **RFRP1-10:** Se debe evitar la sobrecarga de las baterías “libres de mantenimiento”.
- **RFRP1-11:** Deben proveerse protecciones contra corrientes inversas.
- **RFRP1-12:** El regulador de carga debe ser capaz de resistir cualquier situación posible de operación “sin batería”, cuando el generador fotovoltaico opera en condiciones estándar de medida, y con cualquier condición de carga permitida, limitando el voltaje de salida a un máximo de 1,3 veces el valor nominal. (También se permite la total interrupción de la alimentación a las cargas).
- **RFRP1-13:** El regulador de carga debe resistir sin daño la siguiente condición de operación: temperatura ambiente 45°C. corriente de carga 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en las condiciones estándar de medida, y corriente de descarga 25% superior a la correspondiente a todas las cargas encendidas y al voltaje nominal de operación.
- **RFRP1-14:** Las cajas de los reguladores de carga deben como mínimo proveer protección IP 32, según las normas IEC 529 o DIN 40050.
- **RFRP1-15:** El regulador de carga no debe producir interferencias en las radiofrecuencias en ninguna condición de operación. El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es

decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas), no debe exceder del 3% del consumo diario previsto en el diseño.

- **RFRP1-16:** Cuando las cargas puedan ser utilizadas sin restricciones, porque el estado de carga de la batería es suficientemente elevado, se indicará con una señal visible (por ejemplo, un led de color verde).
- **RFRP1-17:** Cuando las cargas hayan sido desconectadas de la batería, porque el estado de carga es excesivamente bajo, se indicará con una señal visible (por ejemplo, un led de color rojo).
- **RFRP1-18:** En el caso de reguladores PWM, el voltaje de “fin de carga” debe estar en el rango de 2,3 a 2,35V/vaso, a 25 °C.

RECOMENDADOS (P2)

- **RFRP2-01:** El “voltaje de reconexión de carga” debe ser 0,08 V/vaso (ó 0,5 V para 12 V) superior al “voltaje de desconexión de carga”.
- **RFRP2-02:** Deben incluirse elementos de señalización y alarma previos a la desconexión.
- **RFRP2-03:** El “voltaje de alarma” (estado de carga bajo) debe ser 0.2V (para sistemas de 12V) superior a la tensión de desconexión del consumo.
- **RFRP2-04:** La desconexión de la carga debe retardarse entre 3 y 30 segundos desde que se alcanza el “voltaje de desconexión de carga”.
- **RFRP2-05:** El “voltaje de fin de carga” debe corresponder a un factor de recarga entre 0,95 y 1, cuando la carga se realiza precisamente a una corriente constante igual a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida.
- **RFRP2-06:** El regulador de carga debe permitir la carga de la batería desde el generador fotovoltaico con cualquier voltaje mayor que 1,5 V/vaso.
- **RFRP2-07:** Las cajas de los reguladores de carga deben proveer protección IP 54, de acuerdo con las normas IEC 529 o DIN 40050.
- **RFRP2-08:** El regulador de carga debe estar protegido contra polaridad inversa tanto en la línea del generador como en la de la batería. Pueden utilizarse combinaciones diodos-fusibles u otra solución.
- **RFRP2-09:** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensión de 1000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la entrada correspondiente al generador fotovoltaico.
- **RFRP2-10:** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensión de 1000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la salida correspondiente a las cargas.
- **RFRP2-11:** El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas y pulsador (si existe) no presionado, no debe exceder del 1% del consumo diario previsto en el diseño.
- **RFRP2-12:** La situación de riesgo de que se interrumpa el suministro de electricidad a las cargas, porque el estado de carga de la batería ha descendido hasta el nivel de alarma, se indicará con una señal visible (por ejemplo, un led de color amarillo).
- **RFRP2-13:** El regulador de carga puede incluir una línea independiente para el sensor de tensión de batería.
- **RFRP2-14:** Las sobrecargas controladas deben efectuarse a un voltaje constante de 2,5 V/vaso.

- **RFRP2-15:** Las sobrecargas deben efectuarse después de cada descarga profunda y/o a cada intervalo de 14 días. La sobrecarga debe durar entre 1 y 5 horas.
- **RFRP2-16:** Debe ser posible la interrupción manual de la sobrecarga.
- **RFRP2-17:** Los umbrales superior e inferior de la sobrecarga controlada deben ser, respectivamente, 2,5 y 2,25 V/vaso.
- **RFRP2-18:** La inhibición manual de la protección contra descargas profundas no está permitida.
- **RFRP2-19:** Se permite la activación manual de las señales de estado de carga.
- **RFRP2-20:** El usuario puede ser alertado de que el estado de carga de la batería alcanzó el nivel de alarma mediante una desconexión automática de las cargas, que pueda ser repuesta manualmente.
- **RFRP2-21:** Contar con la opción de recolectar datos por medio de un data logger incluido en el regulador.

REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS (L)

OBLIGATORIOS (P1)

- **RFLP1-01:** Las luminarias compactas o semicompactas deben montarse en boquilla E-27
- **RFLP1-02:** Las luminarias deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de -15% a $+25\%$ del voltaje nominal (10,3 V a 15 V para baterías de 12 V).
- **RFLP1-03:** Los balastos de las luminarias deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de temperaturas ambientes de -5°C a $+40^{\circ}\text{C}$.
- **RFLP1-04:** Los balastos deben estar protegidos contra daños cuando:
 - la lámpara se extrae durante la operación,
 - cuando los balastos operan sin lámpara (para el caso de luminarias de tubos fluorescentes o semicompactas con balasto desmontable).
- **RFLP1-05:** No debe consumir energía cuando la lámpara no enciende o se ha dañado definitivamente.
- **RFLP1-06:** Protección de conexión de polaridad invertida.
- **RFLP1-07:** Los balastos no deben producir interferencias en las radiofrecuencias.
- **RFLP1-08:** La potencia DC mínima requerida en la entrada del balasto será el 90 % del valor nominal de la lámpara, en todo el rango de tensiones de operación (-15% a $+25\%$ del valor nominal)
- **RFLP1-09:** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 50 lum/W.
- **RFLP1-10:** La lámpara deberá resistir un mínimo de 8.000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado).
- **RFLP1-11:** Los electrodos de los balastos para el caso de tubos fluorescentes nunca pueden estar conectados a los elementos de fijación (regletas, etc.) de las luminarias.
- **RFLP1-12:** Los difusores de las lámparas, cubiertas, etc. (si existen) deben ser a prueba de insectos.
- **RFLP1-13:** Todos los tubos fluorescentes, lámparas compactas o semicompactas deben estar disponibles en el mercado local.

RECOMENDADOS (P2)

- **RFLP2-01:** utilizar siempre lámparas fluorescentes: compactas, semicompactas o tubulares. Evitar el uso de lámparas incandescentes
- **RFLP2-02:** Los balastos no podrán operar sin la lámpara, debe tener un sistema de autobloqueo en caso de encenderse sin la luminaria
- **RFLP2-03:** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 55 lum/W.
- **RFLP2-04:** La lámpara deberá resistir un mínimo de 10.000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado).
- **RFLP2-05:** Los difusores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para su limpieza.
- **RFLP2-06:** La eficiencia lumínica puede incrementarse agregando reflectores a la luminaria.
- **RFLP2-07:** En caso de utilizarse lámparas de LEDs, éstas deberán garantizar difusión y calidad de iluminación
- **RFLP2-08:** Dotar a cada SFD de un sistema de iluminación recargable y móvil, el mismo que puede ser una luminaria tipo LED.

REQUISITOS PARA LOS CONDUCTORES (C)**OBLIGATORIOS (P1)**

- **RFCP1-01:** Para zonas con condiciones ambientales extremas como la Amazonía, se debe utilizar cable concéntrico flexible, multiconductor, con aislamiento de polietileno y chaqueta de PVC (tipo TTU)
- **RFCP1-02:** Sin perjuicio de la especificación, las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas serán las siguientes:
 - del generador fotovoltaico al regulador de carga: 2,5 mm²
 - del regulador de carga a las baterías: 9 mm²
- **RFCP1-03:** Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie según normas internacionales (ej. IEC 60811)
- **RFCP1-04:** Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánicamente fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5 % del voltaje nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.
- **RFCP1-05:** Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
- **RFCP1-06:** Los extremos de los cables de sección $\geq 4 \text{ mm}^2$ deben estar dotados con terminales específicos y de cobre. Los extremos de los cables de sección $\leq 2,5 \text{ mm}^2$ podrán utilizar terminales tipo punta, con los respectivos códigos de color.
- **RFCP1-07:** Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80% de la capacidad nominal del fusible.
- **RFCP1-08:** Las combinaciones enchufe/toma corriente para CC deben tener protecciones contra la inversión de la polaridad del voltaje suministrado a los aparatos eléctricos.

RECOMENDADOS (P2)

- **RFCP2-01:** Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el generador fotovoltaico y el

regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

- **RFCP2-02:** Todos los cables deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados.
- **RFCP2-03:** Los fusibles deben instalarse preferentemente en las líneas de polaridad positiva.
- **RFCP2-04:** Si se permite el uso de interruptores para CA, la corriente nominal en CA debe exceder como mínimo en 200 % la corriente máxima a ser interrumpida en CC.

REQUISITOS PARA EL INVERSOR DC/AC (I)

Obligatorios (P1)

- **RFIP1-01:** El inversor será de onda senoidal pura y su potencia nominal estará entre 200 y 300 W.
- **RFIP1-02:** El inversor será capaz de proporcionar un pico de potencia, para el encendido de los equipos, igual o superior al 150% de su potencia nominal durante un tiempo de 10 segundos.
- **RFIP1-03:** El inversor debe proporcionar un encendido seguro y regulado para cualquier valor de la tensión de entrada entre 10,8 Vcc a 15 Vcc.
- **RFIP1-04:** El voltaje de salida debe mantenerse en el rango entre 110 Vca y 127 Vca, en cualquier condición de operación.
- **RFIP1-05:** La distorsión total armónica de la onda de voltaje será inferior al 10% en cualquier condición de operación.
- **RFIP1-06:** La frecuencia de salida debe mantenerse en el rango 60 Hz \pm 5%, en cualquier condición de operación.
- **RFIP1-07:** La eficiencia del inversor será mayor que 80% para cualquier valor de la potencia de salida superior al 10% de la potencia nominal.
- **RFIP1-08:** La potencia consumida por el inversor en la situación de espera (stand-by) debe ser igual o inferior a 3% de potencia nominal.
- **RFIP1-09:** El inversor debe disponer de protecciones frente a las situaciones anómalas siguientes:
 - inversión de polaridad en la entrada
 - sobretensión en la entrada
 - operación sin batería,
 - cortocircuito en la salida
 - sobrecarga en la salida
 - sobre calentamiento,
 - desconexiones súbitas.
- **RFIP1-10:** El inversor no debe producir interferencias, ni radiadas ni conducidas, en las radiofrecuencias: radio comunicación AM (530 – 1600 KHz); SW1 (2,3 – 7 MHz); SW2 (7 – 22MHz), y en ninguna condición de operación.

Recomendados (P2)

- **RFIP2-01:** El inversor debe contar con interruptor de encendido para que cuando no sea utilizado permanezca apagado.
- **RFIP2-02:** El ruido acústico emitido por el inversor debe ser menor de 35 dBA, medido a un metro de distancia.

- **RFIP2-03:**El Inversor deberá contar con un dictamen de cumplimiento, emitido por un laboratorio certificado, informando que cumple al menos uno de los siguientes estándares:
 - Especificaciones recomendadas PVRS 8 del Programa de Aprobación Global de Sistemas Fotovoltaicos (Photovoltaic Global Approval Program – PVGAP, Banco Mundial)
 - Inverter Standard in "Technical standard for stand-alone PV systems using inverters, June 20, 2003. Instituto de Energía Solar-Universidad Politécnica de Madrid.

REQUISITOS PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN (M)

Obligatorios (P1)

- **Tablero y protecciones**
 - **RFMP1-01:**La caja de elementos o tablero se colocará en un lugar visible en el centro de carga a una altura no menor a 1,50 m. ni mayor a 1,70 m.
 - **RFMP1-02:**Los elementos de protección (breaker o seccionador y fusibles) deben estar montados dentro de la caja de elementos sobre una regla DIN para instalación sobre pared.
- **Baterías**
 - **RFMP1-03:**La batería se colocará en un lugar adecuado fuera del alcance de los niños, lejos de fogones o cocinas. Si es batería convencional, ésta debe ir además en un sitio ventilado.
 - **RFMP1-04:**Cercano al borne positivo de la batería se instalará el fusible de protección respectivo.
 - **RFMP1-05:**Los bornes de la batería siempre deben los aisladores y con las protecciones respectivas.
- **Montaje de enchufes y tomacorrientes**
 - **RFMP1-06:**Cada sistema domiciliario incluirá los enchufes para corriente continua. Cada enchufe estará asociado a su correspondiente tomacorriente, ambos adaptados específicamente para que impidan físicamente la inversión de polaridad.
 - **RFMP1-07:**En los sistemas con inversor contará con tomacorrientes de tres patas, polarizados. (Existen sistemas que no tienen inversor)
- **Puesta a tierra**
 - **RFMP1-08:**En los sistemas fotovoltaicos que tengan inversor (creo que todos tienen inversor) es necesario instalar una toma a tierra, a la que se conectarán directamente uno de los cables de la salida AC, el polo negativo de la batería y, caso de ser metálica, la caja del inversor.
 - **RFMP1-09:**Para el sistema de aterramiento se utilizará una varilla de puesta a tierra de 1,80cm, dotada de terminal de conexión y perno de sujeción.

- Montaje de cables y terminales

- **RFMP1-10:** Todos los cables de un sistema fotovoltaico de corriente continua, deben ser bicolores, de preferencia rojo (terminal +) y negro (terminal -). Para los sistemas de puesta a tierra se utilizar cable de cobre desnudo o cable con aislamiento verde con raya amarilla.
- **RFMP1-11:** Terminales de cables: Todos los terminales de los cables, deben permitir una conexión segura y mecánicamente sólida. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores a 0,5% de la tensión nominal. Esta condición es aplicable en las condiciones de máxima corriente.
- **RFMP1-12:** Los terminales de los cables, no deben favorecer la corrosión que se produce cuando se tiene un contacto entre dos metales diferentes.
- **RFMP1-13:** Los extremos de los cables de sección mayor o igual a 4 mm² (Nro.12 AWG), deben estar dotados con terminales específicos y de cobre.

Recomendados (P2)

- Batería e inversor

- **RFMP2-01:** Entre la batería y el inversor se puede incluir un breaker capaz de soportar la corriente máxima permitida en la entrada del inversor (la correspondiente al pico de potencia para encendido), o un fusible cuya corriente de corte sea entre 1,3 y 1,5 veces esa corriente máxima. Esta última protección puede omitirse, en caso de que exista otro análogo incluido ya en el inversor.
- **RFMP2-02:** Las baterías convencionales Plomo-ácido deben ir colocadas en una caja plástica de preferencia translúcida, para que pueda observarse el nivel del electrolito, en un lugar ventilado, lejos de sectores que utilicen fuego. Las baterías AGM y las tipo Gel no requieren contenedor, pero sus bornes deben estar bien aislados y protegidos

- Cables y Empalmes

- **RFMP2-01:** El cable para las instalaciones es de tipo concéntrico e irá adosado a las paredes por abrazaderas plásticas, que podrán ser clavadas o atornilladas dependiendo de las condiciones de las viviendas rurales. También se pueden utilizar correas de amarre para la sujeción de los mismos. Se deberá cuidar las condiciones de estética en la distribución y curvatura de los cables.
- **RFMP2-02:** Por trabajar con cable flexible se recomienda usar capuchones de derivación, el aislamiento se lo realizará primero con cinta autofundente y con recubrimiento de cinta aislante plástica temflex
- **RFMP2-03:** Los extremos de los cables de sección menor o igual a 2,5 mm² (Nro. 14 AWG), podrán retorcerse y estañarse para lograr una conexión adecuada.
- **RFMP2-04:** Algunos fabricantes de reguladores proponen una topología de puesta a tierra propia para sus sistemas, la misma que debe ser acogida.

- Interruptores

- **RFMP2-07:**En caso de utilizar para la corriente continua interruptores específicamente fabricados para corriente alterna, el valor de la corriente nominal en corriente alterna debe exceder como mínimo en un 300% al valor máximo de la corriente continua a ser interrumpida.
- **Enchufes y Tomacorrientes**
- **RFMP2-08:**Para enchufe y tomacorriente en corriente continua, se recomienda utilizar un sistema Enchufe- Clavija similar al encendedor de cigarrillos de auto.
- **RFMP2-09:**A la salida del inversor se puede conectar una regleta de tomacorrientes derivador o “supresor de picos” asociada a la línea de corriente alterna.

REQUISITOS AMBIENTALES (A):

OBLIGATORIOS (P1)

- **Instalación y operación del SFD:**
- **RFAP1-01:**Garantizar el transporte y almacenamiento seguro de los equipos, particularmente baterías y luminarias, previo a su instalación.
- **RFAP1-02:**Evitar el uso del suelo (ej. agrícola) para instalar los SFD (instalar los paneles sobre pedestales o adosados a las paredes de la casa)
- **RFAP1-03:** Si se utilizan luminarias fluorescentes conteniendo mercurio (Hg), su concentración no será mayor a 5mg de Hg por lámpara (Debería definirse el tipo de lámpara para que no queden estas posibilidades).
- **Disposición final:**
- **RFAP1-04:**No romper las lámparas, una vez que hayan terminado su vida útil.
- **RFAP1-05:**No disponer ningún dispositivo del SFD (paneles, baterías, lámparas, regulador, etc.) junto a residuos sólidos comunes, una vez concluida su vida útil. Estos deberán ser acopiados por personal calificado, para darles un manejo adecuado.

RECOMENDADO (P2)

- **RFCAP2-01:**Realizar la instalación y mantenimiento de los SFD en base a estándares establecidos a nivel nacional o internacional.
- **RFCP2-02:**Implementar un sistema específico de recolección (y reciclaje, de ser posible) de los equipos y dispositivos que conforman los SFD, una vez cumplida su vida útil.
- **RFCP2-03:**Establecer un programa de restitución de equipos (baterías, lámparas, etc.) de modo que el promotor/responsable de la instalación de los SFD reponga el equipo averiado por otro nuevo, luego de la entrega del primero.
- **RFCP2-04:**Los programas o proyectos de manejo de residuos de los SFD deberían involucrar a los mismos usuarios de los sistemas, con el fin de generar fuentes de empleo local (por ejemplo, micro empresas comunitarias).

ANEXO 3**DATOS REGISTRADOS POR EL REGULADOR DE CARGA**

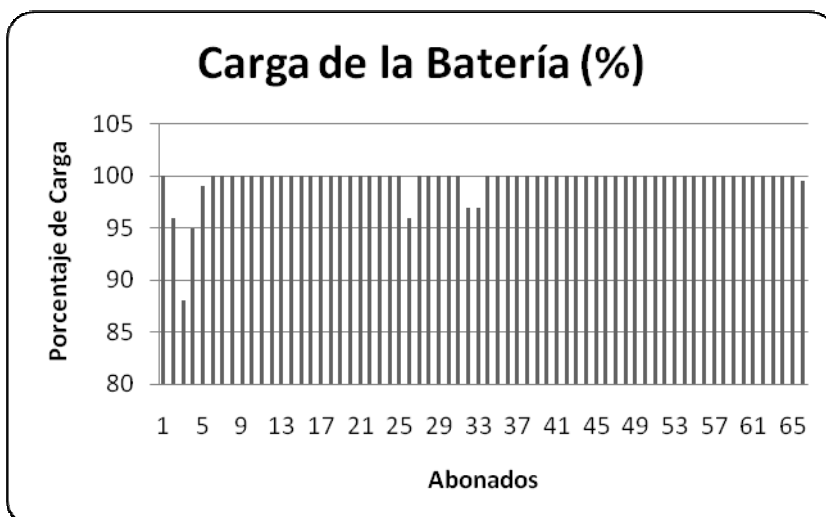
# Lect.	% Carga Bat.	V. Bat.(V)	I.Panel (A)	I. Carga Bat(A)	I.Consumo (A)	G. total. KAH	Consumo CC-KAH	Consumo CA-KAH
1	100	14	7,4	0,1	0,5	1,2	1,3	-0,1
2	96	13	3,5	3,5	0,2	2,8	1,9	0,9
3	88	12	4	2,3	0,75	3,8	1,85	1,95
4	95	13	3,8	0,25	0,3	2,8	1,7	1,1
5	99	13,7	2,9	0,4	0,6	2	1,8	0,2
6	100	13,8	2	0,1	0	0,861	0,322	0,539
7	100	13,8	2,2	0,1	0,5	1,96	1,45	0,51
8	100	13,8	4,6	0,1	0	0,729	0,112	0,617
9	100	13,9	6,8	0,4	0,6	1,1	0,708	0,392
10	100	13,6	0,4	0,1	0	2,1	1,8	0,3
11	100	13,8	5	0,1	0,9	2,1	1,72	0,38
12	100	13,8	0,9	0,4	0	1,4	0,867	0,533
13	100	13,9	2	0,1	0	1,4	1,1	0,3
14	100	13,5	1,4	1,4	0	1,6	1,1	0,5
15	100	13,4	1,5	1,5	1	1,9	1,5	0,4
16	100	13,5	1,7	1,6	0	1,4	1	0,4
17	100	13,2	2,4	1,7	0,7	1,8	1,6	0,2
18	100	13,9	5,7	0,1	0	1,3	0,429	0,871
19	100	13,9	2,3	0,9	1	1,1	0,595	0,505
20	100	13,6	2,1	2,1	0,9	1,9	1,7	0,2
21	100	13,9	3	0,5	0,5	1,7	1,3	0,4
22	100	13,8	3,6	0,5	0,6	1,3	1	0,3
23	100	13,9	2,5	0,3	1,4	0,853	0,388	0,465
24	100	13,9	2,9	1,2	0,6	1,6	1	0,6
25	100	13,9	3,1	1,6	0	1,9	1,5	0,4
26	96	13,8	5,6	4	1,2	3,2	2,5	0,7
27	100	13,9	7,7	0,2	0	2,5	2,3	0,2
28	100	13,9	4,5	0,2	0	1,4	1,4	0
29	100	13,7	0,1	0	0	23,2	6	17,2
30	100	13,9	6,6	1	1,8	2,1	1,3	0,8
31	100	13,8	4,3	0,1	0,5	1,5	1,2	0,3
32	97	14,7	2,1	1,3	0	13,9	1,5	12,4
33	97	13,8	1,5	0,8	0,7	1,7	1,3	0,4
34	100	13,8	1,8	0,2	0,2	2	1,4	0,6
35	100	13,8	1,3	1	0	2,5	0,999	1,501
36	100	13,6	1,4	0,6	0	2,7	1,8	0,9
37	100	13,8	1,5	0,2	0,7	1,9	1,3	0,6
38	100	13,9	1,8	0,2	0	2,2	1,9	0,3
39	100	13,8	1,9	0,2	0,7	1,6	1,1	0,5
40	100	13,9	1,7	0,2	0	1,8	1,3	0,5
41	100	13,9	1,5	0,2	0	1,1	0,902	0,198
42	100	13,8	1	0,3	0	2,2	1,4	0,8

# Lect.	% Carga Bat.	V. Bat.(V)	I.Panel (A)	I. Carga Bat(A)	I.Consumo (A)	G. total. KAH	Consumo CC-KAH	Consumo CA-KAH
43	100	13,9	2,2	0,1	1,2	2,65	1,65	1
44	100	12,4	1,1	0	2,3	1,4	1,5	-0,1
45	100	13,1	2,2	0,1	1,7	2,3	1,9	0,4
46	100	13,8	1,8	1,5	0	1,6	0,96	0,64
47	100	14,4	2,4	0,4	0	1,7	1,4	0,3
48	100	13,7	2,9	1	0,9	2,43	1,72	0,71
49	100	13	1,3	0,5	0,7	2	1,5	0,5
50	100	13,2	0,6	0	0,6	2,8	1,7	1,1
51	100	13,3	3,4	2,1	1,4	1	0,627	0,373
52	100	13,6	3,8	1	0,6	3,5	2,74	0,76
53	100	13,6	0,1	0	0,1	1,7	1,1	0,6
54	100	13,6	0	0	0,8	0,906	0,55	0,356
55	100	12,8	0	0	2,3	2,7	2,3	0,4
56	100	13,6	0,8	0	1,4	1,4	1,1	0,3
57	100	14	5	0,1	0	1	0,284	0,716
58	100	14	3,2	0,2	0	2	1,3	0,7
59	100	13,9	6,7	0,3	0,8	3,2	1,4	1,8
60	100	13,8	4,8	0,1	0	3,9	0,758	3,142
61	100	14	5,9	0,1	0	1,2	0,52	0,68
62	100	12,9	6,9	0,8	0	2,4	0,601	1,799
63	100	13,8	7,6	0,1	0	1,8	1,4	0,4
64	100	13,8	7,2	3	0,5	2,8	3,2	-0,4
65	100	13,6	7,1	1	0,7	3,2	2,75	0,45
Pro.	99,51	13,66	3,09	0,68	0,505	2,46	1,42	1,037
Máx.	100	14,7	7,7	4	2,3	23,2	6	17,2
Mín.	88	12	0	0	0	0,729	0,112	-0,4

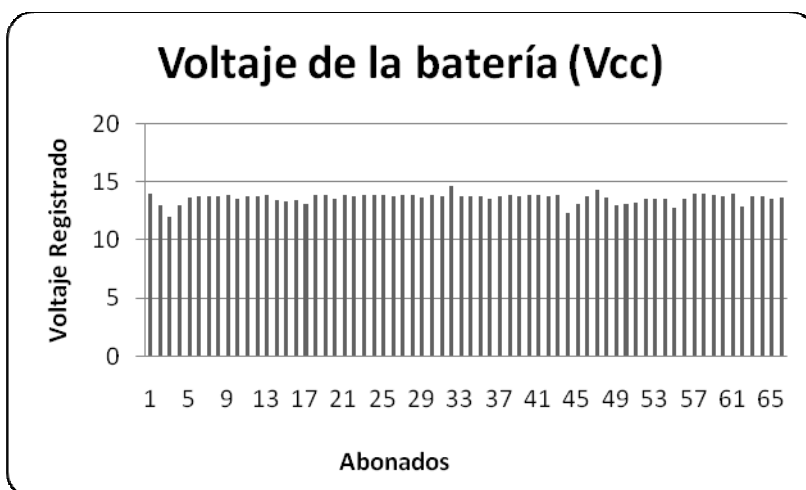
Tabla A 3.1. Datos registrados por el regulador de carga.

Análisis y gráfica de los datos registrados

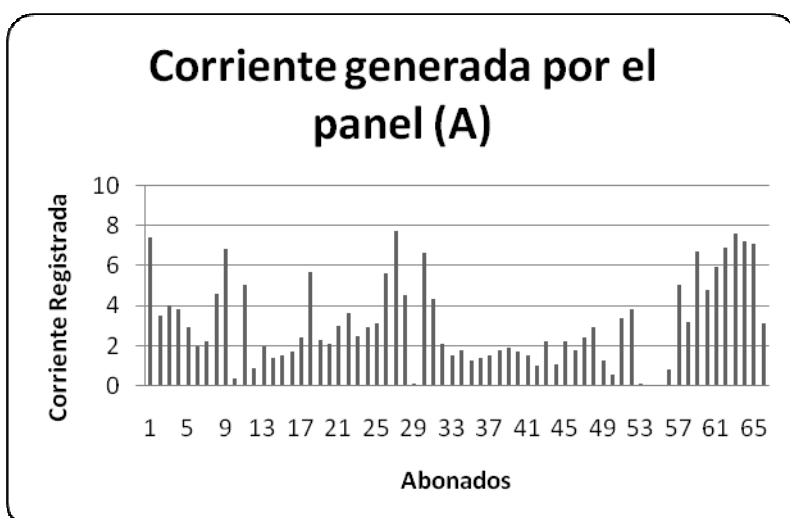
Las siguientes gráficas fueron elaboradas utilizando los datos registrados por el regulador de carga, y tomados como referencia 65 viviendas (Tabla A 4.1), de un total de 290 sistemas fotovoltaicos implementados en 15 comunidades beneficiarias de la primera etapa del proyecto “Yantsa ii Etsari”.

**Figura A 4.1:**

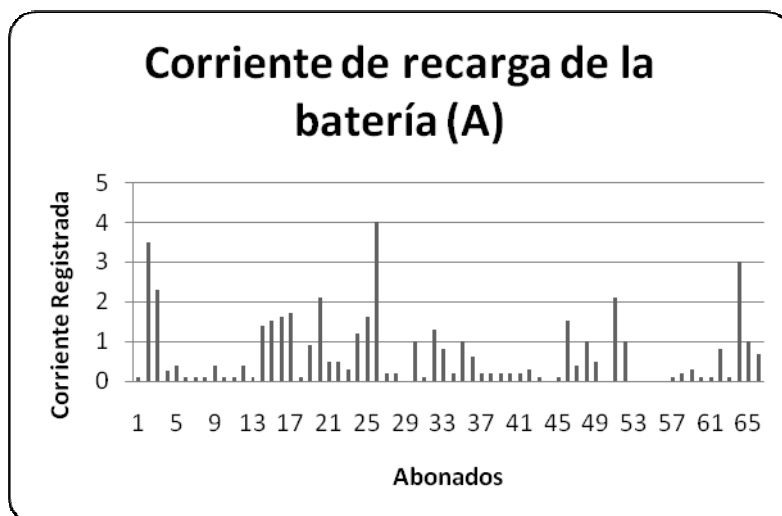
Representa el estado de carga de la batería, está expresado en (%): el máximo valor registrado es 100%, el mínimo 88%, con un valor promedio de 99,5%.

**Figura A 4.2:**

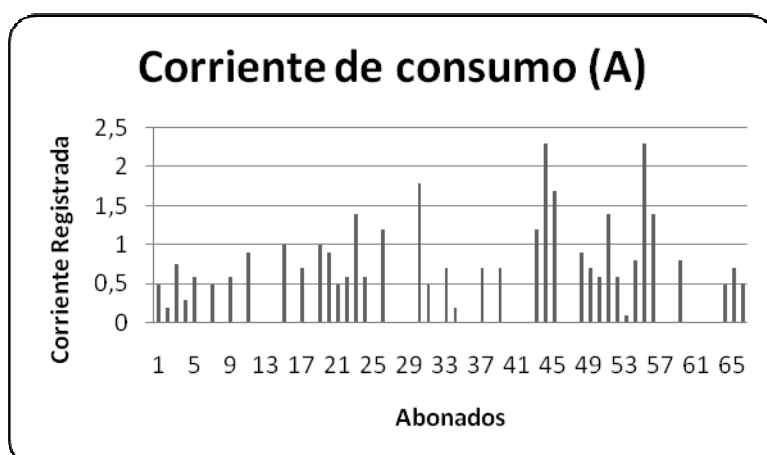
Representación gráfica del Voltaje de la Batería, expresado en (Vcc). El máximo valor registrado es 14,7 Vcc, el mínimo es 12 Vcc, y un promedio de 13,66 Vcc.

**Figura A4.3:**

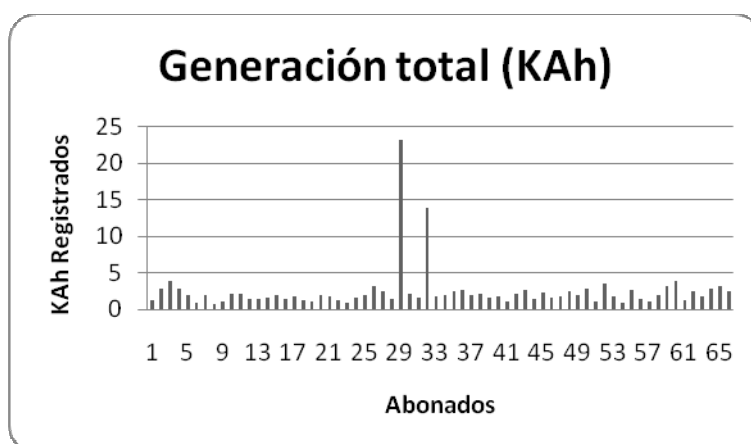
Gráfica de la corriente generada por los módulos en (A). El máximo valor es 7,7 A, el mínimo es 0 A, este valor se registró durante la noche cuando no existe radiación, con un promedio de 3,09 A.

**Figura A4.4:**

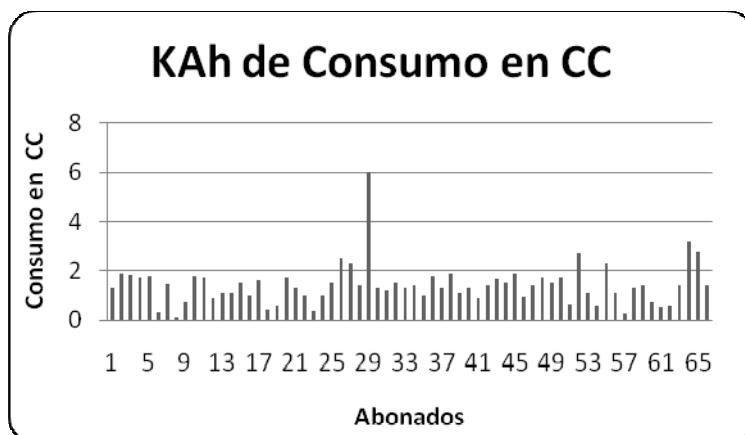
En esta gráfica se presenta la corriente de recarga de la batería, en (A). El máximo valor es 4 A, el mínimo es 0 A, este valor se registró con la batería cargada al 100% y sin carga conectada en el instante de lectura, valor promediando 0,68 A.

**Figura A 4.5:**

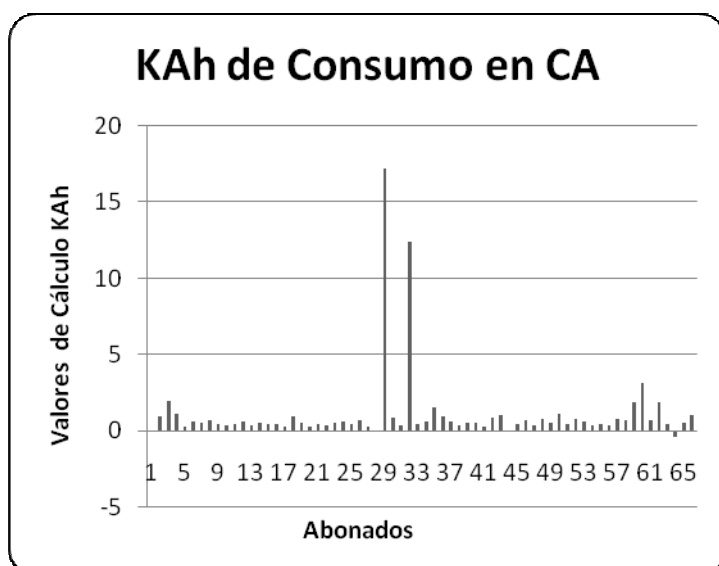
Corriente de carga en (A). El máximo valor registrado es 2,3 A, generalmente ocurre durante la noche cuando el consumo es máximo, el mínimo es 0 A, este valor se registró en un día sin consumo, el promedio es 0,505 A.

**Figura A4.6:**

Presenta la generación total desde su instalación o el último reseteo del regulador, en KAh. El máximo valor registrado es 23,2 KAh, el mínimo es 0,729 KAh, y un promedio de 2,45KAh.

**Figura A 4.7:**

Consumo en CC en Ah, registrados desde la implementación del SFD, en KAh. El máximo consumo es 6 KAh, el mínimo es 0,112 KAh, con un consumo promedio de 1,42KAh.

**Figura A4.8:**

Consumo en CA registrados desde la instalación, en KAh. El máximo consumo es 17,2 KAh, el mínimo es -0,4 KAh, (-) significa que la batería utilizó su capacidad remanente de almacenamiento, esto ocurre cuando la batería está al 100% y sin embargo sigue recargando.

HORA	POTENCIA
1:00	1,29
2:00	1,29
3:00	2,14
4:00	3,86
5:00	21,63
6:00	35,36
7:00	9,14
8:00	0,00
9:00	0,00
10:00	0,00
11:00	0,00
12:00	0,00
13:00	0,00
14:00	0,00
15:00	0,00
16:00	0,00
17:00	0,00
18:00	0,00
19:00	40,57
20:00	40,86
21:00	30,87
22:00	18,10
23:00	4,29
0:00	3
Total diario (Wh)	212,39
Total mensual (KWh)	6,37

Tabla A 3.2:

En la presente tabla se muestra la hora del día y la potencia promedio consumida por la iluminación por beneficiario, esto se determinó luego de realizar la encuesta “**Grado de Satisfacción de los Beneficiarios del SFD**”, la misma que se realizó a 105 beneficiarios de las distintas comunidades servidas. También se presenta la potencia promedio total consumida durante el día, por último se presenta el consumo mensual promedio por iluminación de una vivienda típica.

Como se ha determinado la potencia promedio de cada hora, la potencia es igual a la energía promedio diaria.

Según el diseño, la potencia de consumo en CC será de 225 Wh (tabla 3.3), entonces los beneficiarios mantienen el consumo dentro de los límites establecidos.

ANEXO 4

Preguntas para la encuesta para la determinación del “**Grado de satisfacción de los clientes con sistemas fotovoltaicos**”.

COMUNIDAD:									
REFERENCIA (enumeración de encuesta)									
MIEMBROS DE LA RESIDENCIA CON SERVICIO									
NIÑOS (0-13 AÑOS)									
JOVENES (13-26 AÑOS)									
ADULTOS (26 AÑOS O MÁS)									
EDUCACIÓN (ASISTIENDO)									
ESCUELA									
COLEGIO									
UNIVERSIDAD									
ACTIVIDAD ECONÓMICA JEFE DE HOGAR (MAS RELEVANTE)									
DENTRO DEL SECTOR									
AGRICULTURA									
CAZA									
PESCA									
ARTESANIAS									
EMPLEADO PUBLICO									
EMPLEADO PRIVADO									
OTROS (ESPECIFIQUE)									
FUERA DEL SECTOR									
EMPLEADO PÚBLICO									
EMPLEADO PRIVADO									
OTROS (ESPECIFIQUE)									
INGRESOS ECONÓMICOS (\$/MES)									
INGRESOS PROPIOS									
INGRESO BONO SOLIDARIO									
COCCIÓN DE ALIMENTOS									
LEÑA									
GAS									
ANTES DE LOS SFV COMO SE ILUMINABA									
VELAS (P pequeño -M-G)									
MECHERO (DERIVADO DE PETROLEO)									
MECHERO (ACEITE ANIMAL)									
LINTERNA (PILAS)									
USOS DE LA ENERGÍA DE LOS SFV									
UTILIZA PARA SU TRABAJO (SI/NO)									
USOS DE ILUMINACIÓN									
EN LA MAÑANA									
# LUMINARIAS QUE PRENDE									
HORA ENCENDIDO									
HORA APAGADO									
EN LA NOCHE									
# LUMINARIAS QUE PRENDE									
HORA ENCENDIDO									
HORA APAGADO									
COMO PERCIBE LA ILUMINACIÓN:									
EXCELENTE									
BUENO									
MALO									
PESIMO									
HORAS ENCENDIDO DE ARTEFACTOS (horas/día)									
RADIO									
TELEVISIÓN/DVD									
COMPUTADOR									
OTROS									
PROBLEMAS PRESENTADOS:									
NINGUNO									
NO FUNCIONAN LOS TOMACORRIENTES									
NO FUNCIONA LA ILUMINACIÓN									
NO FUNCIONAN LOS SFV									
SOLUCIÓN A PROBLEMAS PRESENTADOS:									
SE HA SOLUCIONADO (SI/NO)									
TIEMPO QUE TOMÓ LA SOLUCIÓN									
FECHA DESDE QUE SE PRESENTÓ EL PROBLEMA									

TIENE PREVISTO ADQUIRIR EQUIPOS ELÉCTRICOS? (CANTIDAD)										
NINGUNO										
RADIO										
TV										
FOCOS										
DVD										
COMPUTADOR										
OTRO (Especifique)										
RECUERDE QUE EXISTE LIMITACIÓN EN EL USO DE EQUIPOS										

IMPACTO EN SU MODO DE VIDA										
PERSONAS ADULTAS ANTES DEL SERVICIO										
HORA DE LEVANTARSE										
HORA DE ACOSTARSE										
PERSONAS ADULTAS DESPUES DEL SERVICIO										
HORA DE LEVANTARSE										
HORA DE ACOSTARSE										
HIJOS ANTES DEL SERVICIO										
HORA DE LEVANTARSE										
HORA DE ACOSTARSE										
HIJOS DESPUES DEL SERVICIO										
HORA DE LEVANTARSE										
HORA DE ACOSTARSE										

USO DE ENERGÍA EN LA NOCHE										
ILUMINACIÓN DE ALIMENTOS										
ILUMINACIÓN PARA ALIMENTACIÓN										
ILUMINACIÓN PARA DEBERES DE HIJOS										
ENTRETENIMIENTO										
OTROS										

AVANCES SOCIOECONÓMICOS										
EN SALUD										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										
EN EDUCACIÓN										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										
INGRESOS FAMILIARES										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										
DISPONIBILIDAD DE TRABAJOS										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										
COMODIDAD										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										
COMODIDAD - COMUNICACIÓN										
HA MEJORADO										
HA MEJORADO POCO										
NO HA MEJORADO										

SUMINISTRO ELÉCTRICO										
Conoce el nombre de la empresa que presta servicio (SI/NO)										
La CENTROSUR ha atendido sus necesidades (SI/NO)										
Conoce sobre la propiedad de los equipos (SI/NO)										
Conoce sobre el comité de electrificación (SI/NO)										
Conoce sobre el cuidado de los SFV (SI/NO)										
Conoce sus obligaciones de pago por el servicio (SI/NO)										
Tiene dificultad en el pago del servicio (SI/NO)										
Especifique cual es la dificultad para realizar el pago										
Está dispuesto a colaborar en reparaciones										
Percibe la necesidad de incremento de capacidad del sistema										
Conoce las labores del operador técnico (SI/NO)										
Conoce las labores del operador comunitario (SI/NO)										